

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU

RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET

Diplomski studij naftnog rudarstva

**Mogućnosti korištenja kapaciteta UPP terminala u Republici Hrvatskoj
za dekarbonizaciju energetskeg sektora u regiji**

Diplomski rad

Romana Crneković

N-250

Zagreb, 2018.

Mogućnosti korištenja kapaciteta UPP terminala u Republici Hrvatskoj za dekarbonizaciju
energetskog sektora u regiji

ROMANA CRNEKOVIĆ

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

Tema ovoga diplomskog rada je Mogućnosti korištenja kapaciteta UPP terminala u Republici Hrvatskoj za dekarbonizaciju energetskog sektora u regiji. Za promatrane zemlje regije uzete su: Hrvatska, Italija, Mađarska, Srbija, Bosna i Hercegovina te Makedonija. Izgradnjom interkonekcija među državama regije, njihovom plinifikacijom te značajnim povećanjem potrošnje prirodnog plina u regiji UPP terminal na Krku dobio bi na značaju i na ekonomskoj isplativosti.

Ključne riječi: UPP, dekarbonizacija, potrošnja energije, energetski sektor, plinske interkonekcije

Diplomski rad sadrži: 56 stranica, 9 tablica, 27 slika i 20 referenci

Jezik izvornika: Hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, Zagreb

Mentor: Dr. sc. Luka Perković, docent RGNF

Ocjenjivači: 1. Dr. sc. Luka Perković, docent RGNF
2. Dr. sc. Daria Karasalihović Sedlar, izvanredna profesorica RGNF
3. Dr. sc. Karolina Novak – Mavar, docentica RGNF

Datum obrane: 14. prosinac 2018.

Possibilities of LNG terminal capacity utilization in the Republic of Croatia for
decarbonisation of the energy sector in the region

ROMANA CRNEKOVIĆ

Thesis completed in: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierotti street 6, 10 000 Zagreb

Abstract

This Master thesis discusse „Possibilities of LNG Terminal Capacity Utilization in the Republic of Croatia for Decarbonization of the Energy Sector in the Region“. The observed and examined countries in the region are Croatia, Italy, Hungary, Bosnia and Herzegovina, Serbia and Macedonia. By building interconnections between the countries, their gasification and increase in natural gas consumption, LNG Terminal (on the island of Krk) would significantly impact to region and prove economically feasible.

Keywords: LNG, decarbonisation, consumption, energy sector, interconnections, region

Thesis contains: 56 pages, 9 tables, 27 figures and 20 references

Original in: Croatian

Thesis deposited at: Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Pierotti street 6, Zagreb

Supervisor: Asst. Prof. Luka Perković, Ph.D

Reviewers: 1. Asst. Prof. Luka Perković, Ph.D
2. Assoc. Prof. Daria Karasalihović Sedlar, Ph.D
3. Asst. Prof. Karolina Novak – Mavar, Ph.D

Date of defense: January 14, 2018.

SADRŽAJ

POPIS TABLICA	I
POPIS SLIKA	II
POPIS OZNAKA	III
1. UVOD	1
2. OPĆENITO O UKAPLJENOM PRIRODNOM PLINU	2
2.1. Projekt UPP terminala na Krku	3
3. METODA	6
3.1. Modeliranje energetskega tokova pomoću programa EnergyPLAN	6
3.2. Validacija rezultata pomoću EUROSTAT statističkih podataka.....	9
3.3. Modeliranje plinskih interkonekcija	10
4. ANALIZA POTROŠNJE ENERGENATA U PRIMARNOJ POTROŠNJI ENERGIJE U REPUBLICI HRVATSKOJ I ODREĐENIM ZEMLJAMA REGIJE	12
4.1. Ugljen.....	12
4.2. Prirodni plin	14
4.3. Nafta.....	16
4.4. Emisije CO ₂	18
4.5. Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije	21
4.6. Udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije.....	23
5. NOVA ANALIZA (SCENARIJ) POTROŠNJE ENERGENATA U PRIMARNOJ POTROŠNJI ENERGIJE U REPUBLICI HRVATSKOJ I ODREĐENIM ZEMLJAMA REGIJE	25
5.1. Ugljen.....	27
5.2. Prirodni plin	27
5.3. Nafta.....	28
5.4. Emisije CO ₂	29
5.5. Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije	30

5.6.	Udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije.....	31
6.	USPOREDBA REZULTATA REFERENTNOG I NOVOG SCENARIJA.....	32
6.1.	Ugljen.....	32
6.2.	Prirodni plin	33
6.3.	Nafta.....	34
6.4.	Emisije CO ₂	34
6.5.	Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije	35
6.6.	Udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije.....	36
7.	PREGLED POSTOJEĆIH I MOGUĆIH BUDUĆIH PLINSKIH INTERKONEKCIJA	37
7.1.	Postojeće plinske interkonekcije među analiziranim zemljama	38
7.2.	Moguće buduće plinske interkonekcije analiziranih zemalja	40
8.	PROCJENA MOGUĆNOSTI KORIŠTENJA KAPACITETA UPP TERMINALA	44
9.	ZAKLJUČAK.....	53
	POPIS LITERATURE.....	55

POPIS TABLICA

Tablica 2-1. Prikaz kapaciteta odabranih FSRU terminala u svijetu.....	5
Tablica 3-1. Prikaz ulaznih i izlaznih parametara u EnergyPLAN-u	6
Tablica 7-1. Prikaz kapaciteta te minimalne i maksimalne gornje ogrjevne vrijednosti za postojeće interkonekcije analiziranih zemalja	39
Tablica 8-1. Potrošnja prirodnog plina te potrošnja uplinjenog UPP-a.....	45
Tablica 8-2. Prikaz tarifnih troškova na ulazu/izlazu interkonekcija	45
Tablica 8-3. Maksimalni transportni kapacitet među promatranim zemljama.....	46
Tablica 8-4. Planirani podaci za UPP terminal na otoku Krku	47
Tablica 8-5. Prikaz rezultata dobivenih u analizi s referentnim scenarijem kao ulaznim parametrima	49
Tablica 8-6. Prikaz rezultata u analizi s novim scenarijem kao ulaznim parametrima	51

POPIS SLIKA

Slika 2-1. Prikaz faze 1 i faze 2 te zajedničkih elemenata	4
Slika 3-1. Sučelje EnergyPLAN-a.....	6
Slika 3-2. Sankey dijagram energetske tokova	10
Slika 4-1. Analiza po potrošnji ugljena	13
Slika 4-2. Analiza po potrošnji prirodnog plina	15
Slika 4-3. Analiza po potrošnji nafte	17
Slika 4-4. Analiza emisija CO ₂	20
Slika 4-5. Prikaz udjela OIE u primarnoj proizvodnji energije.....	22
Slika 4-6. Prikaz udjela OIE u finalnoj potrošnji električne energije.....	24
Slika 5-1. Prikaz parametara koji su mijenjani u novom scenariju	25
Slika 5-2. Potrošnja ugljena u novom scenariju	27
Slika 5-3. Potrošnja prirodnog plina u novom scenariju	28
Slika 5-4. Potrošnja nafte u novom scenariju.....	28
Slika 5-5. Prikaz emisije CO ₂ u novom scenariju	29
Slika 5-6. Udio OIE u proizvodnji primarne energije u novom scenariju.....	30
Slika 5-7. Udio OIE u finalnoj potrošnji električne energije.....	31
Slika 6-1. Usporedba rezultata potrošnje ugljena.....	32
Slika 6-2. Usporedba rezultata potrošnje prirodnog plina	33
Slika 6-3. Usporedba rezultata potrošnje nafte.....	34
Slika 6-4. Usporedba rezultata emisija CO ₂	35
Slika 6-5. Usporedba udjela OIE u proizvodnji primarne energije	35
Slika 6-6. Usporedba udjela OIE u finalnoj potrošnji električne energije.....	36
Slika 7-1. Prikaz postojećih i mogućih budućih interkonekcija zemalja regije.....	38
Slika 7-2. Prikaz postojećih i mogućih budućih interkonekcija	43
Slika 8-1. Prikaz čvorova i veza s pretpostavljenim smjerom protoka uplinjenog UPP-a..	44
Slika 8-2. Prikaz predanih količina uplinjenog UPP-a i prikaz penalizacije u analizi s referentnim scenarijem kao ulaznim parametrima	50
Slika 8-3. Prikaz predanih količina uplinjenog UPP-a i prikaz penalizacije u analizi s novim scenarijem kao ulaznim parametrima.....	51

POPIS OZNAKA

CESEC – Projekti povezivanja srednje i jugoistočne Europe (engl. *Central and South-Eastern European Gas Connectivity*)

CO₂ - ugljikov dioksid

FSRU – plutajuća jedinica za prihvata, skladištenje i uplinjavanje (engl. *Floating Storage Regasification Unit*)

GCV - gornja ogrjevna vrijednost (engl. *Gross Calorific Value*)

IAP – Jonsko - Jadranski plinovod (engl. *Ionian - Adriatic Pipeline*)

ktoe - kilotona ekvivalenta nafte (engl. *Kilotonne of Oil Equivalent*)

LNG/UPP - ukapljeni prirodni plin (engl. *Liquified Natural Gas*)

OIE - obnovljivi izvori energije (engl. *RES – Renewable Energy Sources*)

PCI - ključni projekti od zajedničkog interesa Europske unije (engl. *Project of Common Interest*)

PES - proizvodnja primarne energije (engl. *Primary Energy Supply*)

PMI - projekti od uzajamnog interesa energetske zajednice (engl. *Projects of Mutual Interest*)

SCP - Južni Kavkaski plinovod (engl. *South Caucasus Pipeline*)

SCV - uplinjivač s potpoljenim izgaranjem (engl. *Submerged Combustion Vaporizer*)

TANAP - Trans - Anatolijski plinovod (engl. *Trans - Anatolian Pipeline*)

TAP - Trans - Jadranski plinovod (engl. *Trans - Adriatic Pipeline*)

TPES - ukupna potrošnja energije (engl. *Total Primary Energy Supply / Gross Inland Consumption*)

UNFCCC - Okvirna konvencija o klimatskim promjenama Ujedinjenih naroda (engl. *United Nations Framework Convention on Climate Change*)

1. UVOD

Tema ovoga diplomskog rada je mogućnosti korištenja kapaciteta UPP (engl. *LNG - Liquefied Natural Gas*) terminala u Republici Hrvatskoj za dekarbonizaciju energetskog sektora u regiji. Za promatrane zemlje regije uzete su: Hrvatska, Italija, Mađarska, Srbija, Bosna i Hercegovina (BiH) te Makedonija. U analizi je korištena statistika EUROSTAT-a te program EnergyPLAN. EnergyPLAN je računalni model za analizu energetskih sustava. Usporednom analizom podataka EUROSTAT-a za 2016. godinu i proračuna baznih scenarija u EnergyPLAN-u za promatrane države prikazana je potrošnja energenata, emisije CO₂, udio obnovljivih izvora energije (OIE) u proizvodnji primarne energije te udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije. Kao promatrani podaci iz statistike EUROSTAT-a uzete su energetske bilance pojedinih država za 2016. godinu. Energetska bilanca prikazuje analizu kretanja energije pojedinih sustava. U EnergyPLAN-u je izrađen referentni scenarij za svaku promatranu zemlju. Referentni scenarij je bazni scenarij temeljen na promatranju scenarija iz više godina. Novom usporednom analizom podataka prikazani su rezultati dobiveni u EnergyPLAN-u za referentni scenarij i novi scenarij. Potrošnja ugljena u novom scenariju u odnosu na referentni scenarij je smanjena u svim promatranim zemljama, izuzev Hrvatske koja ima najmanju potrošnju ugljena. U Hrvatskoj je smanjena potrošnja nafte. Potrošnja prirodnog plina u novom scenariju je povećana u svim promatranim zemljama u odnosu na referentni scenarij. Povećanjem potrošnje prirodnog plina u regiji i daljnjom plinifikacijom regije smanjile bi se emisije CO₂ što je prvi korak do dekarbonizacije regije. Prirodni plin je ključni energent za tranziciju s ugljičnog na niskougljično gospodarstvo. Izgradnjom plinskih interkonekcija među državama regije, njihovom plinifikacijom te značajnim povećanjem potrošnje prirodnog plina u regiji UPP terminal na Krku dobio bi na značaju i na ekonomskoj isplativosti. Ovisnost zemalja srednje i jugoistočne Europe o ruskom plinu je velika i njihovi plinski sustavi su međusobno izuzetno slabo povezani, a pogotovo su nepovezani sa sustavima ostalih zemalja Europe. Izgradnja UPP terminala omogućila bi veću sigurnost opskrbe prirodnim plinom u regiji te diversifikaciju regije. Cilj ovoga rada je prikazati mogućnost korištenja kapaciteta UPP terminala na Krku povećanjem potrošnje plina u regiji, odnosno smanjenjem potrošnje ugljena, plinifikacijom regije te izgradnjom interkonekcija.

2. OPĆENITO O UKAPLJENOM PRIRODNOM PLINU

Lanac opskrbe ukapljenog prirodnog plina uključuje četiri aktivnosti: proizvodnju, ukapljivanje, transport i uplinjavanje. Proizvodnja plina odvija se na plinskim poljima gdje se plin eksploatira iz ležišta. Nakon obrade plin je potrebno ukapljiti kako bi se pripremio za transport. Ukapljivanje je moguće provesti na kopnenom ili na plutajućem postrojenju. Hlađenjem na $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ prirodni plin kondenzira pri standardnom tlaku. Njegov volumen u tekućem stanju je približno 600 puta manji nego u plinovitom stanju. Ohlađeni i ukapljeni plin transportira se brodovima. Ekonomska isplativost transporta ukapljenog plina brodovima u usporedbi transporta plina plinovodima nastupa na udaljenostima od oko 3000 km (Karasalihović – Sedlar, 2010). Brodovi za prijevoz ukapljenog plina, odnosno metanijeri, su brodovi s posebno izoliranim spremnicima izrađeni za prijevoz ukapljenog prirodnog plina (UPP) u kriogenim uvjetima. Prihvatni terminal omogućava prihvat brodova za prijevoz UPP-a. Na prihvatnim terminalima vrši se pretovar ukapljenog plina u spremnike, UPP se uplinjava i otprema u plinovodnu mrežu. Uplinjavanje se može provesti na kopnenom ili na plutajućem terminalu. Provodi se zagrijavanjem plina u posebno konstruiranim izmjenjivačima topline. Primarna svrha UPP terminala je (EKONERG, 2018):

- veća sigurnost opskrbe prirodnim plinom,
- diversifikacija opskrbe prirodnim plinom,
- uvođenje ekološki prihvatljivijeg energenta,
- smanjenje CO₂ te
- poticanje ekonomskog razvoja.

Sigurnost opskrbe je ključni razlog razvoja i izgradnje transportnog sustava. Pouzdana opskrba energijom preduvjet je razvoja gospodarstva, odnosno ekonomskog razvoja regije. Nužno je da transportni sustav, svojim kapacitetima i povezanošću s više izvora i pravaca dobave prirodnog plina, domaćih ili inozemnih, omogući nesmetanu opskrbu i u izvanrednim uvjetima, uvjetima prekida dobave iz nekog od tih izvora i pravaca (Plinacro, 2017.). Plinski transportni sustav, svojim kapacitetima i povezanošću s više pravaca dobave prirodnog plina mora omogućiti opskrbu po tržišno konkurentnim cijenama. Iako je jedna od ključnih sastavnica novog globalnog sporazuma o klimatskim promjenama smanjenje korištenja fosilnih goriva, očekuje se da će na kraju tog razdoblja, 2035. godine,

fosilna goriva i dalje imati vodeću ulogu u svjetskoj energetici. Udjeli nafte i ugljena u svjetskoj primarnoj energiji kontinuirano će padati, dok će jedino rasti udio prirodnog plina (Plinacro, 2017.).

2.1. Projekt UPP terminala na Krku

Prva studija isplativosti UPP terminala na Krku izvedena je 1995. godine (Vujić, 2018). Izvršitelji tih dokumenata su bili: INA Naftaplin, PLINACRO, HEP i Ministarstvo gospodarstva. Razvoj projekta izgradnje terminala za UPP u Hrvatskoj započeo je početkom devedesetih godina. Nakon nekoliko godina projekt je zaustavljen zbog ekonomske situacije u Europi, kao i zbog rata u Hrvatskoj, a pokrenut je ponovo 2006. godine osnivanjem Konzorcija ADRIA LNG. Osnivači Konzorcija ADRIA LNG su sljedeće kompanije: E.ON Ruhrgas, OMV Gas & Power, Total Gas & Power Ventures, RWE Supply & Trading i Geoplin (Vujić, 2018). Gradnja terminala trebala je započeti 2014. godine, ali je početak izgradnje odgođen zbog ekonomske krize. Konzorcij ADRIA LNG ugašen je 2017. godine. Nova tvrtka osnovana je 2010. godine pod imenom LNG Hrvatska i djeluje i do danas. Glavni osnivači tvrtke LNG Hrvatska bili su HEP i PLINACRO. UPP terminal na otoku Krku svrstava se u PCI (engl. *Project of common interest*) projekte (Plinacro, 2017.). PCI projekti su ključni projekti od zajedničkog interesa Europske unije koji bi se trebali što hitnije provoditi. Vlada Republike Hrvatske 2015. godine je donijela Odluku o proglašenju projekta UPP terminal strateškim investicijskim projektom Republike Hrvatske. Predviđene su dvije faze izgradnje (EKONERG, 2018):

- prva faza je izgradnja plutajućeg terminala,
- druga faza je izgradnja kopnenog terminala.

Projektom je predviđeno da će prva faza biti u radu do trenutka završetka i puštanja u rad druge faze, odnosno plutajući terminal bi bio u radu do trenutka puštanja u rad kopnenog terminala. Nije predviđen istovremeni rad plutajućeg i kopnenog terminala. Predviđeno je da prihvatni terminal za ukapljeni plin na otoku Krku u prvoj fazi bude plutajući terminal FSRU tipa (engl. *Floating Storage Regasification Unit*). Prva faza FSRU terminal radit će 10 godina, nakon čega će se prijeći na drugu fazu, odnosno na kopneni terminal. U trenutku izrade ove Studije nije poznat podatak o vremenu početka izgradnje kopnenog terminala (EKONERG, 2018). FSRU je plutajuća jedinica za prihvat, skladištenje i uplinjavanje.



Slika 2-1. Prikaz faze 1 i faze 2 te zajedničkih elemenata (EKONERG, 2018)

Na slici 2-1. prikazane su faze izgradnje plutajućeg i kopnenog terminala te zajedničke aktivnosti obje faze izgradnje. Zajedničke aktivnosti su aktivnosti koje će se koristiti kod plutajućeg i kod kopnenog terminala. U fazu 1 pripada nabava FSRU broda, dok u fazu 2 ulazi instalacija za uplinjavanje i skladištenje UPP-a na kopnu. U zajedničke aktivnosti faze 1 i 2 ulaze: izgradnja pristana, produbljivanje pličina, izgradnja priključnog plinovoda te promet UPP brodova. Glavne prednosti, koje su posebno izražene kod novih tržišta UPP-om su da se izvedbe plutajućih terminala mogu izvesti u kraćem vremenu i s manjim kapitalnim troškovima. Kad postoje prostorna ograničenja ili ne postoje prikladne luke za izgradnju kopnenog terminala FSRU terminal nudi veću fleksibilnost. FSRU brodovi mogu biti povezani i na plutaču na moru koja je povezana s podmorskim plinovodom i tako funkcionirati kao terminal koji je još više udaljen od kopna. Također, dodatnu prednost predstavlja kraće vrijeme potrebno za ishođenje dozvola i izradu potrebne dokumentacije. Glavni nedostaci FSRU terminala odnose se na funkcionalnost FSRU brodova zbog meteoroloških i maritimnih uvjeta koji mogu utjecati na rad samog terminala. Postoje i ograničenja prihvatnog, skladišnog i izlaznog kapaciteta koji je kod starijih FSRU brodova manji nego kod klasičnih kopnenih terminala. Planira se ugradnja SCV (engl. *Submerged Combustion Vaporizer*) isparivača s uronjenim plamenikom. SCV isparivači služe prevođenju UPP-a u plinovito stanje kako bi bio pogodan za transport plinovodnom mrežom (EKONERG, 2018.).

Planirani tehnički kapacitet u slučaju izgradnje plinovoda Omišalj - Zlobin je 2,63 milijardi m³ godišnje, odnosno 300 000 m³/h (Plinacro, 2018).

Tablica 2-1. prikazuje godišnje kapacitete na odabranim FSRU terminalima u svijetu. Prikazana je usporedba kapaciteta FSRU terminala na Krku s odabranim plutajućim terminalima u svijetu.

Tablica 2-1. Prikaz kapaciteta odabranih FSRU terminala u svijetu (International Gas Union, 2017)

Država	Naziv terminala	Kapacitet (bcm/god)	Kapacitet (TWh/god)
Italija	Livorno/LNG Toscana	3,67	35,85
Kuvajt	Mina Al - Ahmadi	7,89	77,08
Brazil	Pecem	8,16	79,72
Argentina	Bahia Blanca GasPort	5,17	50,51
UAE	Dubai	8,16	79,72
Litva	Klaipeda LNG	4,08	39,86
Kolumbija	Cartagena LNG	4,08	39,86

Kao primjer za odabrane europske terminale korišteni su talijanski i litavski plutajući terminal i oba su većeg kapaciteta od plutajućeg terminala na Krku. Terminal Toscana je primjer plutajućeg LNG terminala koji je nastao transformacijom LNG tankera. Klaipeda LNG terminal je najsjeverniji FSRU terminal na svijetu. FSRU tanker Independence, koji se koristi na terminalu Klaipeda, izgrađen je u Južnoj Koreji.

3. METODA

3.1. Modeliranje energetskega toka pomoću programa EnergyPLAN

EnergyPLAN je računalni model za analizu energetskega sustava koji je pokrenut 1999. godine i od tada do danas se nadograđuje (EnergyPLAN, 2018). Glavni cilj EnergyPLAN-a je planiranje i izrada nacionalnih strategija kod energetskega sustava. Model je primjenjiv i na lokalne sustave, a ne samo za nacionalne sustave. Analiza se provodi na temelju godišnje satne distribucije. Glavna svrha modela je dizajniranje i planiranje nacionalnih energetskega strategija na temelju tehničkih i ekonomskih analiza.

Cilj ovoga rada je prikazati potrošnju energenata po pojedinim zemljama te prema podacima EUROSTAT-a i EnergyPLAN-a izraditi analizu utjecaja potrošnje energije na mogućnost korištenja kapaciteta UPP terminala u Republici Hrvatskoj za dekarbonizaciju energetskega sektora u regiji.

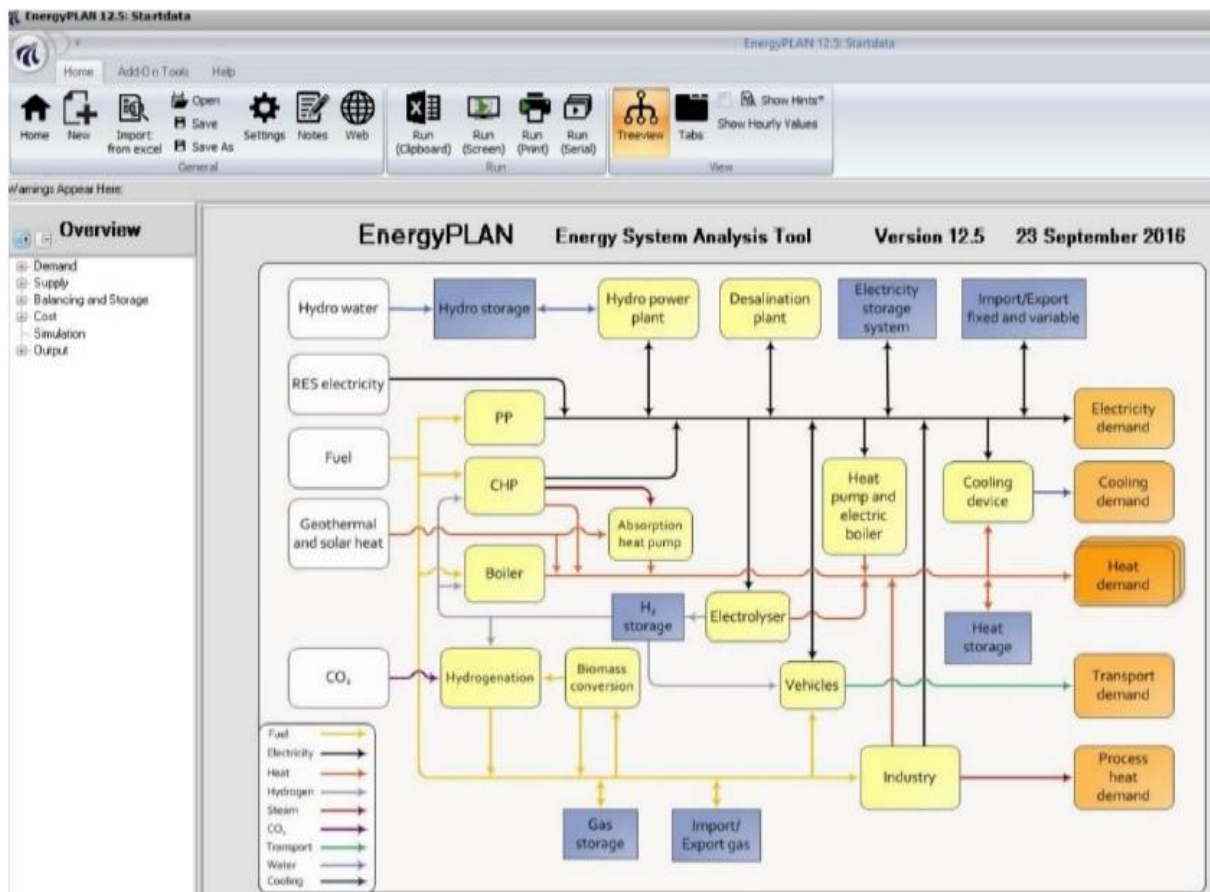
U tablici 3-1. prikazani su ulazni i izlazni parametri u računalnom modelu EnergyPLAN-a.

Tablica 3-1. Prikaz ulaznih i izlaznih parametara u EnergyPLAN-u

Ulazni parametri (engl. <i>Input</i>)	Izlazni parametri (engl. <i>Output</i>)
Potražnja za energijom	Energetske bilance
Dobava energije	Rezultati godišnje proizvodnje
Uravnoteženje i skladištenje energije	Potrošnja goriva
Troškovi	Uvoz / izvoz
	Ukupni troškovi

Na slici 3-1. prikazano je početno sučelje EnergyPLAN-a. Početno sučelje EnergyPLAN-a sastoji se od pet osnovnih dijelova (EnergyPLAN, 2018):

- Potražnja za energijom,
- Dobava energije,
- Skladištenje i uravnoteženje energije,
- Troškovi te
- Izlazni parametri.



Slika 3-1. Sučelje EnergyPLAN-a (EnergyPLAN, 2018)

Najvažniji pojmovi prikazani na slici 3-1. prevedeni na hrvatski jezik:

Hydro water – potencijalna energija vode;

Hydro storage – skladištenje vode;

Hydro power plant – hidroelektrana;

RES electricity – obnovljivi izvori električne energije;

Fuel – gorivo;

Geothermal and solar heat – geotermalna i sunčeva toplina;

CO₂ – ugljikov dioksid;

Electricity storage system – sustav za pohranu električne energije;

Heat storage – skladištenje topline;

Gas storage – skladištenje plina;

Import/export gas – uvoz/izvoz plina;

PP (engl. *Power Plant*) – elektrana;

CHP (engl. *Combined heat and power*) – kogeneracijsko postrojenje;

Boiler – boiler;

Electricity demand – potražnja za električnom energijom;

Cooling demand – potražnja za energijom hlađenja;

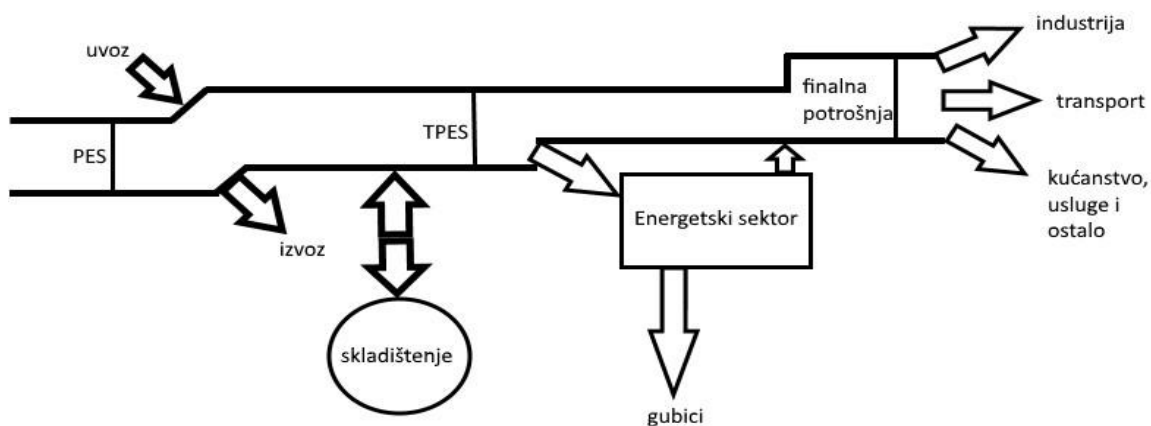
Heat demand – potražnja za toplinskom energijom;

3.2. Validacija rezultata pomoću EUROSTAT statističkih podataka

Korištena je statistika EUROSTAT-a i izračuni u programu EnergyPLAN. Kao promatrani podaci iz statistike EUROSTAT-a uzete su energetske bilance pojedinih država za 2016. godinu. Energetska bilanca prikazuje analizu kretanja energije pojedinih sustava. U statistici EUROSTAT-a podaci o energiji dostupni su za sve članice Europske unije, kao i za Island, Norvešku, Makedoniju, Crnu Goru, Albaniju, Tursku, Kosovo, Srbiju te Ukrajinu (EUROSTAT, 2017). Mjerna jedinica korištena u statistici EUROSTAT-a je kilotona ekvivalenta nafte (ktoe), što odgovara 0,01163 TWh, odnosno 41868000 MJ. Za analizu su bili potrebni podatci po pojedinom energentu za ukupnu potrošnju energije te za finalnu potrošnju energije.

Proizvodnja primarne energije (engl. *PES – Primary Energy Supply*) je proizvodnja energije iz primarnih oblika kao što su sirova nafta, prirodni plin, ogrjevno drvo, biomasa, obnovljivi izvori energije itd. Ukupna potrošnja energije (engl. *TPES – Total Primary Energy Supply / Gross Inland Consumption*) je jednaka sumi proizvedene i uvezene energije, umanjenoj za količine izvezene i neto uskladištene energije. TPES uzima u obzir potrošnju u energetske sektoru te gubitke uslijed transformacija, distribucija i transmisije. Finalna potrošnja energije (engl. *Final Energy Consumption*) je ukupna potrošnja korisnih oblika energije krajnjih potrošača u različitim sektorima (npr. kućanstva, poljoprivreda, industrija, promet itd.), ali ne uzima u obzir potrošnju energetskog sektora.

Slika 3-2. prikazuje Sankey dijagram. Sankey dijagram grafički prikazuje odnos proizvodnje primarne energije te potrošnje ukupne i finalne energije, odnosno prikazuje energetske tokove.



Slika 3-2. Sankey dijagram energetske tokova

3.3. Modeliranje plinskih interkonekcija

Općenita metoda modeliranja plinskih interkonekcija prikazana je preko funkcije cilja. Funkcija cilja prikazana je kao varijabla y .

$$y = \sum_i^N \left[\left(\bar{X}_i - X_i \right) \times P + \sum_{j, j \neq i}^N x_{ij} \times \left(p_{i, izl} + p_{j, ul} \right) \right] \quad (1)$$

y = funkcija cilja

\bar{X}_i = maksimalna potrošnja uplinjenog UPP-a

X_i = uplinjeni UPP u pojedinoj zemlji (predano)

P = penalizacija za neisporučene količine UPP-a u čvor

$p_{i, izl}$ = tarifni trošak na izlazu plinske interkonekcije

$p_{j, ul}$ = tarifni trošak na ulazu plinske interkonekcije

x_{ij} = godišnja predana količina UPP između i i j

Na kraju, varijabla P predstavlja trošak, odnosno penalizaciju za neisporučene količine UPP-a u čvor i , a varijabla p predstavlja trošak na interkonekcijama između čvorova.

Varijabla P je pretpostavljena varijabla, dok je varijabla p zadani trošak preuzet iz literature.

Varijablu y potrebno je minimizirati uz zadovoljavanje sljedećih ograničenja, odnosno uvjeta:

$$X_i = \sum_{j=1}^N x_{ij} \quad (2)$$

$$-\bar{x}_{ij} \leq x_{ij} \leq \bar{x}_{ij} \quad (3)$$

$$0 \leq X_i \leq \bar{X}_i \quad (4)$$

Varijablu za dobavu kapaciteta iz UPP-a nije potrebno posebno isticati, jer je ona uvrštena u gornji uvjet (4). Ako bismo posebno izdvojili uvjet za dobavu kapaciteta iz UPP-a, onda bi taj uvjet bio raspisan kao:

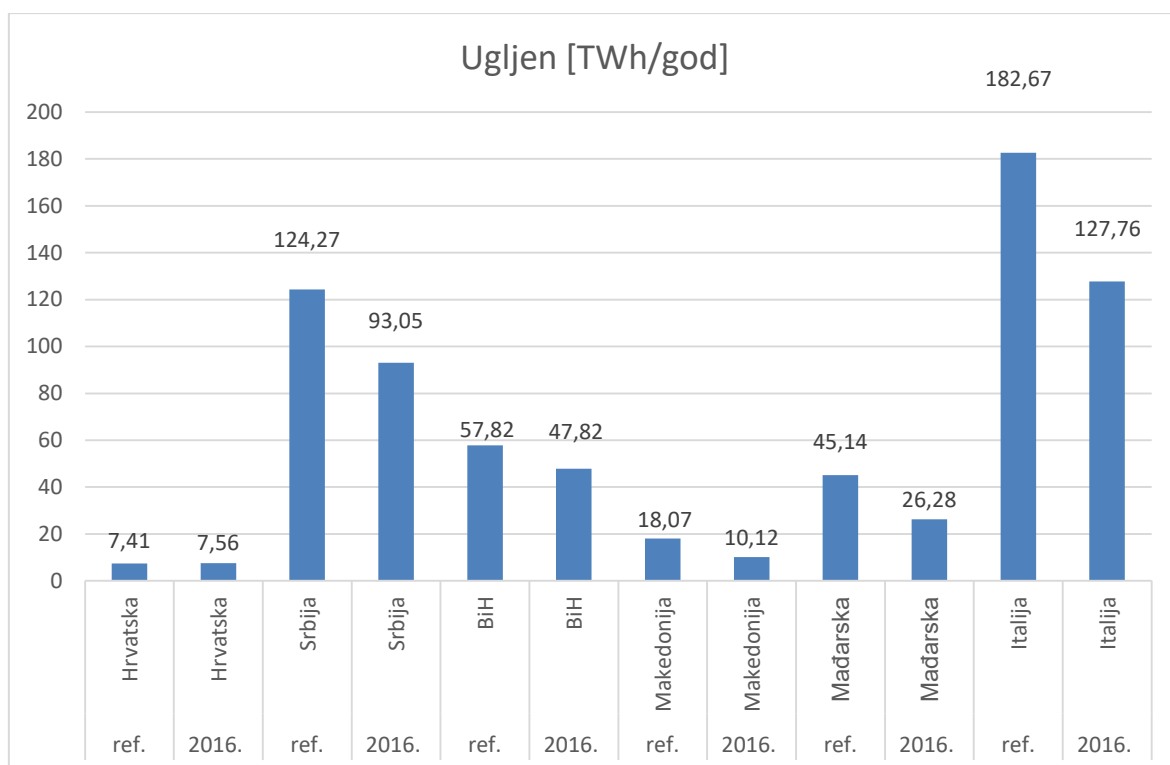
$$0 \leq X_{LNG} \leq \bar{X}_{LNG} \quad (5)$$

4. ANALIZA POTROŠNJE ENERGENATA U PRIMARNOJ POTROŠNJI ENERGIJE U REPUBLICI HRVATSKOJ I ODREĐENIM ZEMLJAMA REGIJE

Analiza je obuhvatila usporedbu potrošnje ugljena, plina, nafte, emisija CO₂ te udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije i u finalnoj potrošnji. Za usporedbu s Hrvatskom analizirano je šest zemalja u našem okruženju: Srbija, Bosna i Hercegovina, Makedonija, Italija i Mađarska. Analiza je usporedno napravljena za podatke s EUROSTAT-a za 2016. godinu te u programu EnergyPLAN, a rezultati su obrađeni u programu MS Office Excel. U EnergyPLAN-u je pokrenut referentni scenarij za svaku promatranu zemlju. Referentni scenarij je bazni scenarij napravljen na promatranju scenarija iz više godina.

4.1. Ugljen

Eksploatacija ugljena može biti površinska ili podzemna, odnosno jamska eksploatacija. Dvije najvažnije upotrebe ugljena su proizvodnja čelika i električne energije. Najčišća primjena ugljena za dobivanje energije je pretvaranje u plin. U Hrvatskoj je 1990-ih prestala eksploatacija ugljena, posljednja je zatvorena jama Tupljak 1999. godine, ali se on i dalje koristi u termoelektranama i kogeneracijama. Danas jedina elektrana u Hrvatskoj koja koristi ugljen kao pogonsko gorivo je termoelektrana Plomin. Ukupne količine ugljena koje se koriste u Hrvatskoj osiguravaju se iz uvoza. Mrki ugljen i lignit pretežno se uvozi iz Bosne i Hercegovine te malim dijelom iz Češke i Slovenije. Koks se uglavnom uvozi iz susjednih zemalja, dok se kameni ugljen kupuje na međunarodnom tržištu iz zemalja koje su glavni svjetski izvoznici. Glavni svjetski izvoznici ugljena su Južna Afrika, Indonezija te Australija. Na slici 4-1. prikazan je dijagram s analizom potrošnje ugljena u promatranim zemljama.



Slika 4-1. Analiza po potrošnji ugljena

Najveći potrošači ugljena u susjednim zemljama su Italija, Srbija te BiH. Iako su sve tri zemlje smanjile potrošnju ugljena u odnosu na referentni scenarij i dalje su najveći potrošači ugljena. Hrvatska ima najmanju potrošnju ugljena u regiji i to i preko deset puta manju potrošnju od Italije (oko 7,5 TWh/god u odnosu na oko 127 TWh/god) i Srbije (oko 93 TWh/god), koji su najveći potrošači ugljena u regiji (EUROSTAT, 2018). Potrošnja ugljena u Italiji prema podacima s EUROSTAT-a iznosi oko 127 TWh/god (EUROSTAT, 2018), dok prema EnergyPLAN-u potrošnja iznosi oko 183 TWh/god. U Srbiji je potrošnja ugljena prema podacima s EUROSTAT-a iznosi oko 93 TWh/god (EUROSTAT, 2018), dok prema izračunu EnergyPLAN-a ona iznosi oko 124 TWh/god. Prema podacima s EUROSTAT-a potrošnja ugljena u BiH iznosi oko 48 TWh/god (EUROSTAT, 2018), dok prema EnergyPLAN-u iznosi oko 58 TWh/god. Potrošnja u Mađarskoj i Makedoniji prema podacima s EUROSTAT-a iznosi oko 26 TWh/god, odnosno oko 10 TWh/god (EUROSTAT, 2018), dok prema izračunu EnergyPLAN-a potrošnja u Mađarskoj iznosi oko 45 TWh/god, a u Makedoniji oko 18 TWh/god.

S ekološkog aspekta ugljen je najnepoželjniji izvor energije, zbog velikih emisija onečišćujućih tvari u okoliš. Hrvatska je postigla ciljane smanjenja emisija postavljena u okviru Kyoto protokola, što se djelomično može prepisati zanemarivoj potrošnji ugljena.

Srbija i BiH imaju veliku vlastitu proizvodnju ugljena te im je zato ugljen vrlo bitan energent. Proizvodnja ugljena u Srbiji u 2016. godini bila je oko 85 TWh/god (EUROSTAT, 2018), dok je u BiH proizvodnja iznosila oko 41 TWh/god (EUROSTAT, 2018). BiH i Srbija oko 85 – 90% ukupne potrošnje ugljena dobivaju vlastitom proizvodnjom. Italija i Hrvatska nemaju proizvodnju ugljena. Proizvodnja u Makedoniji iznosi oko 8,5 TWh/god (EUROSTAT, 2018), dok u Mađarskoj iznosi oko 17 TWh/god (EUROSTAT, 2018). Analizom podataka dobivenih EnergyPLAN-om i EUROSTAT-om najveća odstupanja pojavljuju se u slučaju Italije (oko 55 TWh/god), Srbije (oko 31 TWh/god) te Mađarske (oko 19 TWh/god).

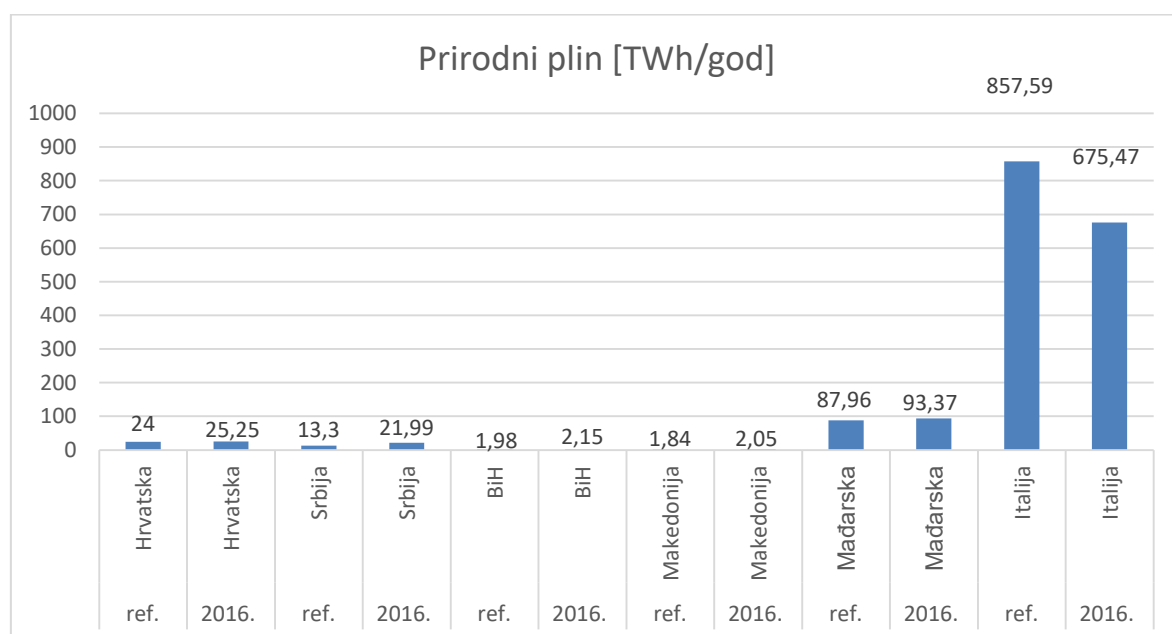
4.2. Prirodni plin

U ukupnoj potrošnji energije prirodni plin sudjeluje sa 22% udjela, čini gotovo četvrtinu proizvodnje električne energije, te ima ključnu ulogu sirovine za industriju. Porast potrošnje prirodnog plina djelomično je povezan s ekološkim prednostima u odnosu na ostala fosilna goriva, posebno vezano za kakvoću zraka i emisije stakleničkih plinova, zbog čega već neko vrijeme zamjenjuje ugljen u primarnoj potrošnji. Unutar Strategije za klimatsku i energetska politiku u razdoblju 2020. - 2030. godine navedeno je kako je zbog sve manje proizvodnje plina i nafte u Europskoj uniji potrebno nastaviti iskorištavati održive domaće izvore energije (EUROPSKA KOMISIJA, 2014). Pridonosi se može iz obnovljivih izvora energije, domaćih rezervi konvencionalnih i nekonvencionalnih fosilnih goriva (prije svega prirodnog plina) i nuklearnih izvora, a u skladu s prioritetima država članica u pogledu njihove energetske strukture te u okviru integriranog tržišta s nenarušenim tržišnim natjecanjem. Pri iskorištavanju domaćih izvora treba poštovati postojeći zakonodavni okvir Europske unije i međunarodne obveze, primjerice one koje je G20 prihvatio u vezi s postupnim ukidanjem subvencija za fosilna goriva.

Komisija je utvrdila okvir za sigurno i za okoliš prihvatljivo iskorištavanje plina iz škriljevca. Nacionalni energetska planovi i strategije Europske unije naglašavaju rast uloge prirodnog plina kao ključnog energenta za tranziciju s ugljičnog na niskougljično gospodarstvo, odnosno prema učinkovitom i održivom energetska sustavu koji se sve više temelji na obnovljivim izvorima energije. Rast opskrbe UPP-om, proizvodnja iz nekonvencionalnih ležišta u Sjevernoj Americi i proizvodnja prirodnog plina u Rusiji i na Bliskom istoku pomoći će plinu da proširi svoju ulogu u energetska strukturi, dok će se

udjeli ugljena i nafte smanjivati uz godišnje stope od 0,3% i 0,1% (EUROPSKA KOMISIJA, 2014). U kontekstu proširene globalizacije plinskog tržišta i diversifikacije opskrbe prirodnim plinom, određivanje cijena prema spot tržištu bit će sve važnija komponenta za komercijalizaciju plina. Većina zemalja ima politiku koja bi trebala pogodovati potrošnji prirodnog plina nad ostalim izvorima ugljikovodika, posebice u sektoru energetike (EUROPSKA KOMISIJA, 2014). Na dijagramu prikazana je analiza promatranih zemalja po potrošnji prirodnog plina. Italija ima najveću potrošnju prirodnog plina od promatranih država. Italija je proizvođač prirodnog plina i vlastitom proizvodnjom zadovoljava oko 10% ukupne domaće potrošnje. Čak 90% plina uvozi, od čega 11% preko tri terminala za UPP (La Spezia, Levante i Toscana) (King & Spalding, 2016). Potražnja za prirodnim plinom u Italiji od 2011. godine u konstantnom je padu pa je tako došlo i do smanjenja uvoza prirodnog plina preko UPP terminala. Ipak, 2015. godine došlo je do povećanja uvoza UPP-a za oko 30% (King & Spalding, 2016).

Slika 4-2. prikazuje usporedbu zemalja regije po potrošnji prirodnog plina.



Slika 4-2. Analiza po potrošnji prirodnog plina

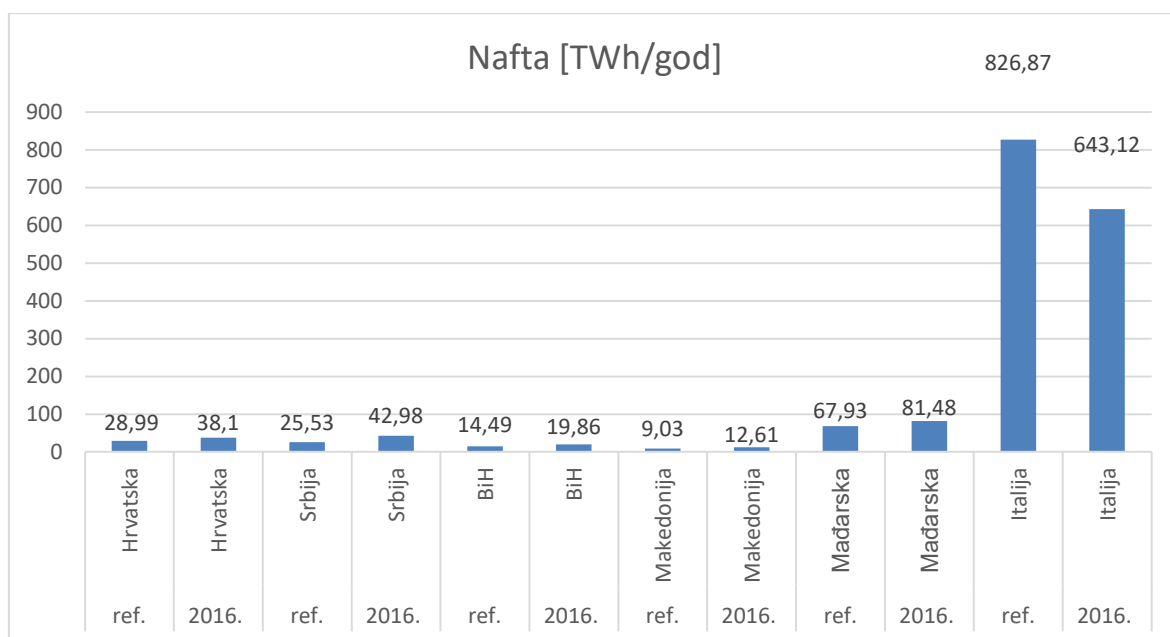
Najveći potrošači prirodnog plina u regiji su Italija (oko 675 TWh/god), Mađarska (oko 93 TWh/god) i Hrvatska (oko 25 TWh/god) (EUROSTAT, 2018). BiH i Makedonija imaju zanemarivu godišnju potrošnju prirodnog plina (oko 2 TWh/god) (EUROSTAT, 2018), koja iznosi oko 7 – 8% ukupne godišnje potrošnje Hrvatske. Potrošnja u Srbiji iznosi oko 22 TWh/god, a proizvodnja prirodnog plina iznosi oko 4,8 TWh/god (EUROSTAT, 2018).

Makedonija i BiH nemaju vlastitu proizvodnju prirodnog plina. Proizvodnja prirodnog plina u Italiji iznosi oko 55 TWh/god, dok u Mađarskoj iznosi oko 16,5 TWh/god (EUROSTAT, 2018). Hrvatska proizvodi oko 16 TWh/god prirodnog plina, a potrošnja iznosi oko 25 TWh/god (EUROSTAT, 2018). Hrvatska oko 60% ukupne potrošnje prirodnog plina dobiva iz vlastite proizvodnje prema podacima iz statistike EUROSTAT-a za 2016. godinu (EUROSTAT, 2018). U budućnosti, značajnim povećanjem potrošnje prirodnog plina u regiji, posebice u Srbiji, BiH i Makedoniji te njihovom potpunom plinifikacijom UPP terminal na Krku dobio bi na važnosti. Odnosno opskrbom navedenih zemalja UPP-om, terminal na Krku imao bi veću iskoristivost kapaciteta i ekonomsku isplativost. Usporednom analizom podataka EUROSTAT-a i proračuna EnergyPLAN-a vidljiva su odstupanja u podacima za Italiju i Srbiju. Za Italiju odstupanje iznosi oko 182 TWh/god, dok za Srbiju iznosi oko 9 TWh/god.

4.3. Nafta

Nafta je tamna i viskozna tekućina. Nalazi se zbijena u sitnim porama između stijena pod vrlo velikim tlakom. Naftu iz zemlje crpimo bušenjem. Zagrijavanjem nafte od 50 do 200 °C i zatim hlađenjem nastalih para dobiva se sirovi benzin (laki benzin, petrolej i teški benzin) koji nam služi za pokretanje motora s unutarnjim izgaranjem te za dobivanje električne energije u termoelektranama. Također je značajna sirovina za mnoge proizvode (plastika, umjetno gnojivo te kemikalije). Frakcijskom destilacijom nafte dobivaju se ekstra lako i teško loživo ulje koji se koriste u termoelektranama i toplanama za proizvodnju električne i toplinske energije.

Slika 4-3. prikazuje nam ukupnu potrošnju nafte po državama.



Slika 4-3. Analiza po potrošnji nafte

Najveću potrošnju nafte ima Italija, koja prema EUROSTAT-u iznosi oko 643 TWh/god (EUROSTAT, 2018), dok prema EnergyPLAN-u iznosi oko 827 TWh/god. Ukupno više od svih promatranih država zajedno. Italija proizvodi oko 47 TWh nafte godišnje (EUROSTAT, 2018). Makedonija i Bosna i Hercegovina imaju najmanju potrošnju u zemljama regije. Potrošnja prema podacima s EUROSTAT-a u Makedoniji iznosi oko 12 TWh/god, dok u BiH ona iznosi oko 20 TWh/god (EUROSTAT, 2018). Prema podacima iz EnergyPLAN-a potrošnja u Makedoniji iznosi oko 9 TWh/god, dok u BiH iznosi oko 14,5 TWh/god. Proizvodnja u Makedoniji i BiH je iznosila 0 TWh/god (EUROSTAT, 2018). Navedene zemlje cijelu potrošnju nadoknađuju uvozom. U Srbiji potrošnja je iznosila oko 43 TWh/god (EUROSTAT, 2018), a proizvodnja oko 11 TWh/god (EUROSTAT, 2018), dok je u Mađarskoj potrošnja iznosila oko 81,5 TWh/god (EUROSTAT, 2018), a proizvodnja oko 11,5 TWh/god (EUROSTAT, 2018). Proračunom EnergyPLAN-a potrošnja u Srbiji je iznosila oko 25,50 TWh/god, dok je u Mađarskoj iznosila oko 68 TWh/god. Potrošnja u Hrvatskoj iznosi oko 38 TWh/god, dok je proizvodnja iznosila oko 8,5 TWh/god (EUROSTAT, 2018). Hrvatska oko 22% ukupne potrošnje nafte dobiva iz vlastite proizvodnje. Prema podacima iz EnergyPLAN-a potrošnja u Hrvatskoj je iznosila oko 29 TWh/god. Analizom podataka s EUROSTAT-a i EnergyPLAN-a najveće odstupanje ima Italija i ono iznosi oko 183 TWh/god.

4.4. Emisije CO₂

Emisije CO₂ postaju sve važniji faktor, posebno u ekološkom aspektu. Emisije CO₂ bitne su kako bi se ispoštovao Kyoto protokol. Kyoto protokol je dogovoren 1997. godine konferencijom u gradu Kyoto-u. Cilj Kyoto protokola je bio smanjenje emisija stakleničkih plinova za 5% u periodu od 2008. do 2012. godine u odnosu na 1990. godinu (Ministarstvo zaštite okoliša i prirode, 2018). U stakleničke plinove po Kyoto sporazumu ulaze: ugljikov dioksid (CO₂), metan (CH₄), dušikov oksid (N₂O), sumporov heksafluorid (SF₆) te klorofluorougljikovodici (HFC) (Ministarstvo zaštite okoliša i prirode, 2018). Sporazum je stupio na snagu 2005. godine, nakon što je ratificiran od 55 država čije emisije prelaze 55% od ukupnih emisija. Sjedinjene Američke Države nisu ratificirale Kyoto sporazum. Hrvatska je ispoštovala uvjete Kyoto protokola, odnosno smanjila je emisije (Ministarstvo zaštite okoliša i prirode, 2018). Ovo su strateški ciljevi Europske unije do 2020. godine postavljeni klimatsko energetske paketom zakona iz 2008. godine (European Commission, 2018):

- 20% manje emisija stakleničkih plinova u odnosu na 1990. godinu,
- 20% udjela obnovljivih izvora energije te za
- 20% manja potrošnja energije.

Strateški energetske i klimatske ciljevi Europske unije do 2030. godine (EUROPSKA KOMISIJA, 2014):

- 40% smanjenje emisija stakleničkih plinova u odnosu na 1990. godinu,
- najmanje 27% udjela energije iz obnovljivih izvora te
- prijenos 15% električne energije proizvedene u Europskoj uniji u druge članice Europske unije.

Strateški cilj Europske unije do 2050. godine (EUROPSKA KOMISIJA, 2014):

- 80 – 95% smanjenja emisija stakleničkih plinova u odnosu na 1990. godinu.

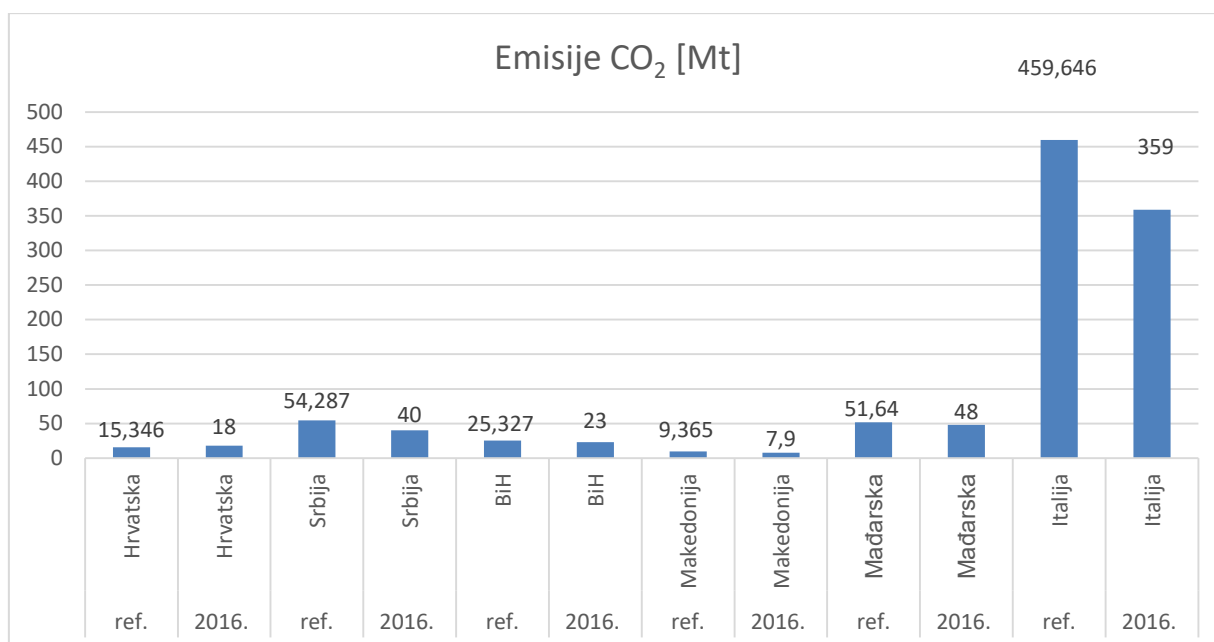
Na 21. Konferenciji stranaka UNFCCC-a (engl. *United Nations Framework Convention on Climate Change*) 2015. godine u Parizu, postignut je globalni sporazum o klimi. Taj sporazum se naziva Pariški sporazum.

Pariški sporazum sadrži tri cilja (Energetski Institut Hrvoje Požar, 2018):

- Dugoročni cilj iskazan u obliku globalnog prosječnog porasta temperature do najviše 2 °C u odnosu na predindustrijsku razinu uz nastojanje da se ograniči porast temperature na 1,5 °C.
- Povećanje sposobnosti svih država za prilagodbu nepovoljnim utjecajima klimatskih promjena te poticanje klimatski otpornog i nisko-emisijskog razvoja.
- Omogućavanje konzistentnih financijskih tokova u cilju ostvarenja klimatski otpornog i nisko-emisijskog razvoja.

Pariški sporazum postao je pravno obvezujući 4. studenog 2016. godine, mjesec dana nakon što su zadovoljeni propisani uvjeti: ratifikacija od najmanje 55 stranaka, čije emisije čine 55% ukupnih globalnih emisija stakleničkih plinova (Energetski Institut Hrvoje Požar, 2018). Sporazum obvezuje sve zemlje na poduzimanje mjera u cilju ograničavanja emisija te istovremeno jača ulogu civilnog društva, poslovnih subjekata, financijskih institucija, gradova i regija. Europska unija je ratificirala Pariški sporazum i obvezala se smanjiti emisije stakleničkih plinova za najmanje 40% do 2030. godine, u usporedbi s emisijama iz 1990. godine. Hrvatska je ratificirala Pariški sporazum 2017. godine (Energetski Institut Hrvoje Požar, 2018).

Slika 4-4. prikazuje analizu emisija CO₂ u promatranim zemljama regije.



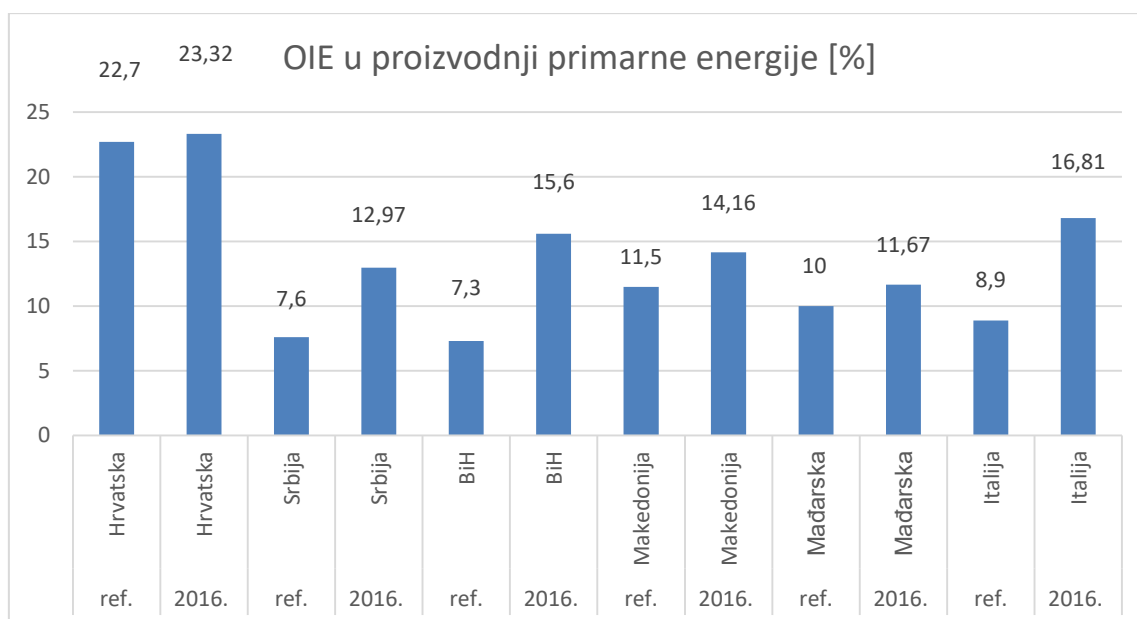
Slika 4-4. Analiza emisija CO₂

Makedonija i Hrvatska imaju najmanje emisija CO₂ među promatranim zemljama. Emisije CO₂ u Hrvatskoj iznose 18 Mt (EUROSTAT, 2018), dok u Makedoniji iznose oko 8 Mt (EUROSTAT, 2018), prema EnergyPLAN-u za Hrvatsku iznose 15,346 Mt, dok za Makedoniju iznose 9,365 Mt. S obzirom na ukupnu potrošnju fosilnih goriva Srbija i BiH imaju velike emisije CO₂ i to prvenstveno radi izrazito velike potrošnje ugljena. Emisije CO₂ prema EUROSTAT-u u BiH iznose 23 Mt (EUROSTAT, 2018), a u Srbiji 40 Mt (EUROSTAT, 2018). U Srbiji prema izračunu EnergyPLAN-a emisije CO₂ su oko 55 Mt. Najveće emisije CO₂ ima Italija, koji je najveći potrošač fosilnih goriva u promatranim državama. U Italiji emisije CO₂ iznose 359 Mt (EUROSTAT, 2018) prema statistici EUROSTAT-a, dok prema EnergyPLAN-u iznose 459,646 Mt. Analizom podataka najveće odstupanje imaju Italija i Srbija. Odstupanje za Italiju iznosi oko 100 Mt, dok za Srbiju iznosi oko 15 Mt.

4.5. Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije

Primarna energija je energija sadržana u kemijskom potencijalu fosilnih goriva, drva ili biomase, nuklearnoj energiji, kinetičkoj energiji vjetra, potencijalnoj energiji vodenih tokova ili toplinskoj energiji geotermalnih izvora. Izvori primarne energije mogu biti obnovljivi ili neobnovljivi. Koncept primarne energije koristi se za energetske statistike u sastavljanju energetske bilance, kao i na području energetike. Primarna energija najviše se koristi za proizvodnju električne energije, toplinske energije i mehaničke energije. Obnovljivi izvori energije danas se sve više koriste zbog pozitivnog učinka na okoliš. Obnovljivi izvori energije dobivaju sve više na važnosti, posebice u Europi i razvijenom svijetu. Strategija energetskog razvoja Republike Hrvatske kao razvojnu smjernicu navodi smanjenje uporabe električne energije za toplinske potrebe te postavlja cilj od 0,225 m² sunčevih toplinskih kolektora po stanovniku u 2020. godini (Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost, 2018).

Na slici 4-5. prikazan je udio obnovljivih izvora energije u primarnoj proizvodnji energije. U Hrvatskoj udio OIE u proizvodnji primarne energije iznosi oko 23% (EUROSTAT, 2018). Hrvatska ima najveći udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije u promatranim zemljama što potvrđuje da Hrvatska ide prema niskougljičnom gospodarstvu, odnosno iznad prosjeka je gledano s ekološkog aspekta. BiH i Srbija imaju najmanji udio obnovljivih izvora energije u primarnoj proizvodnji energije, jer imaju male subvencije za OIE i orijentirani su na ugljen kao energent. Analizirajući podatke dobivene u EnergyPLAN-u i EUROSTAT-u najveća odstupanja imaju BiH i Italija i ono iznosi oko 8%.



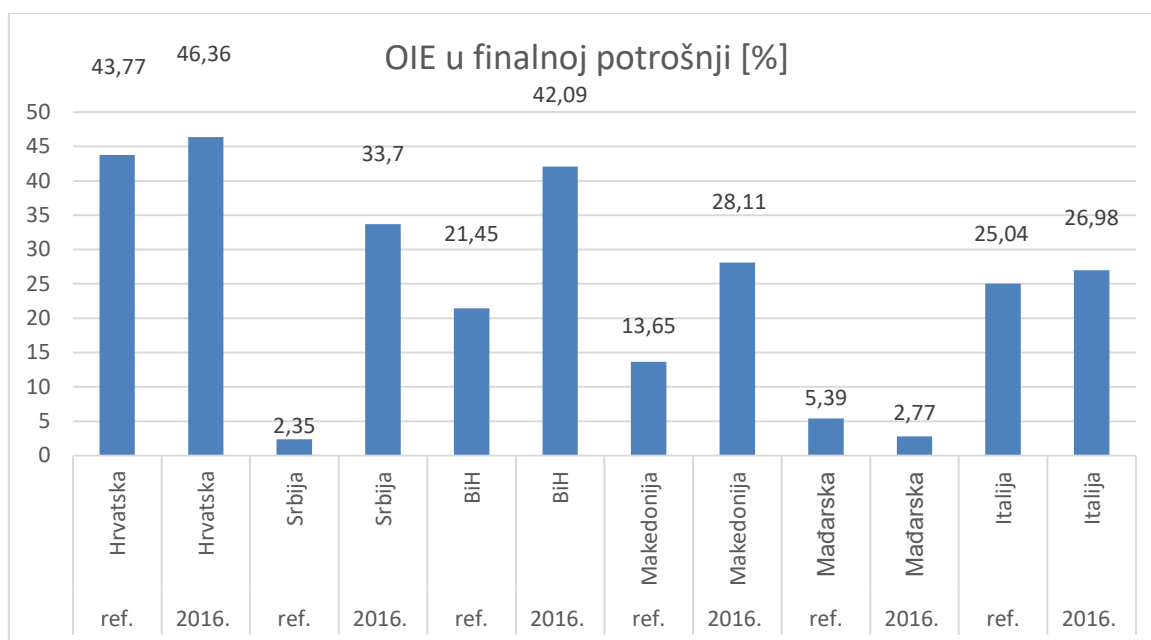
Slika 4-5. Prikaz udjela OIE u primarnoj proizvodnji energije

4.6. Udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije

Strateški ciljevi Europske unije 20 – 20 – 20 zahtjevaju da do 2020. godine udio obnovljivih izvora energije u bruto neposrednoj/finalnoj potrošnji iznosi najmanje 20% (European Commission, 2018). Ulaskom u Europsku uniju Hrvatska je preuzela obvezu povećanja uporabe energije iz obnovljivih izvora pri čemu bi u 2020. godini udio energije iz obnovljivih izvora u bruto finalnoj potrošnji trebao iznositi najmanje 20%, promatrano na razini Europske unije, a temeljem Direktive 2009/28/EZ o poticanju uporabe energije iz obnovljivih izvora (MINISTARSTVO GOSPODARSTVA, 2013). Nacionalni akcijski plan za proizvodnju energije iz obnovljivih izvora definira ciljeve za tri sektora: elektroenergetski sektor, sektor hlađenja i grijanja te sektor prijevoza. Prema nacionalnom akcijskom planu za 2020. godinu izračunati su sljedeći udjeli (MINISTARSTVO GOSPODARSTVA, 2013):

- 39% udjela obnovljivih izvora energije u bruto neposrednoj potrošnji električne energije,
- 19,6% udjela obnovljivih izvora energije u bruto neposrednoj potrošnji za grijanje i hlađenje te
- 10% udjela obnovljivih izvora energije u bruto neposrednoj potrošnji energije u prijevozu.

Finalna potrošnja energije je ukupna potrošnja korisnih oblika energije krajnjih potrošača u različitim sektorima (npr. kućanstva, poljoprivreda, industrija, promet itd.), ali ne uzima u obzir potrošnju energetskeg sektora. U svrhu poticanja razvoja i korištenja obnovljivih izvora energije u Hrvatskoj, izrađeni su programi sufinanciranja nabave takvih sustava od strane Fonda za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost te sustav poticanja proizvodnje električne energije putem povlaštenih otkupnih cijena (tzv. „*feed in*“ tarifni sustav) (Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost, 2018). „*Feed in*“ tarifni sustav za proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora energije određuje pravo povlaštenih proizvođača električne energije na poticajnu cijenu električne energije koju operator tržišta plaća za isporučenu električnu energiju proizvedenu iz postrojenja koja koriste obnovljive izvore energije (Fond za zaštitu okoliša i energetske učinkovitost, 2018). Sljedeći dijagram prikazuje udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije.



Slika 4-6. Prikaz udjela OIE u finalnoj potrošnji električne energije

Na slici 4-6. prikazan je udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije. Hrvatska ima najveći udio koji iznosi oko 46% (EUROSTAT, 2018), dok najmanji udio ima Mađarska i iznosi oko 3% (EUROSTAT, 2018). Udio u ostalim promatranim državama kreće se od 26% do 42% prema podacima s EUROSTAT-a (EUROSTAT, 2018). Prema referentnim scenarijima pokrenutim u programu EnergyPLAN najveći udio OIE u finalnoj potrošnji ima Hrvatska i on iznosi oko 44%, do najmanje udjele imaju Srbija i Mađarska i oni iznose oko 2 do 3%. Analizirajući podatke dobivene u EnergyPLAN-u i EUROSTAT-u najveća odstupanja imaju Srbija, BiH te Makedonija. Odstupanje za Srbiju je oko 30%, za BiH oko 20% dok za Makedoniju ono iznosi oko 14%.

5. NOVA ANALIZA (SCENARIJ) POTROŠNJE ENERGENATA U PRIMARNOJ POTROŠNJI ENERGIJE U REPUBLICI HRVATSKOJ I ODREĐENIM ZEMLJAMA REGIJE

U novoj analizi, odnosno scenariju napravljena je usporedba potrošnje energenata, emisija CO₂ i udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije te u finalnoj potrošnji. Za usporedbu s Hrvatskom analizirane su zemlje u našem okruženju. Promatrane zemlje su Srbija, Bosna i Hercegovina, Makedonija, Italija i Mađarska. Analiza je napravljena u programu EnergyPLAN, a rezultati su obrađeni u programu MS Office Excel. U EnergyPLAN-u je pokrenut referentni scenarij za svaku promatranu zemlju i mijenjani su parametri kako bi u zemljama regije smanjili emisije CO₂ i potrošnju ugljena te povećali potrošnju plina.

Na slici 5-1. prikazani su parametri koji su mijenjani kako bi se dobio novi scenarij sa smanjenim emisijama CO₂ i smanjenom potrošnjom ugljena.

Distribution of fuel	Coal	Oil	Ngas	Biomass	
(TWh/year)	Variable	Variable	Variable	Variable	
DHP	0	0,5	0,5	0	DHP: Boilers in district heating group 1.
CHP2	0	0	1	0	CHP2: Combined heat and power in district heating group 2.
CHP3	0	0,2	0,8	0	CHP3: Combined heat and power in district heating group 3.
Boiler2	0	0	1	0	Boiler2: Boilers in district heating group 2.
Boiler3	0	0,2	0,8	0	Boiler3: Boilers in district heating group 3.
PP1	0	0,2	0,8	0	PP1: Condensing mode operation of combined heat and power in district heating group 3.
PP2	1	0	0	0	PP2: Condensing power plant in 'Electricity only'.

Slika 5-1. Prikaz parametara koji su mijenjani u novom scenariju (EnergyPLAN, 2018)

Pojmovi prikazani na slici 5-1. prevedeni na hrvatski jezik:

Coal – ugljen;

Oil – nafta;

Ngas – prirodni plin;

Biomass – biomasa;

DHP – bojleri koji pripadaju u grupu 1;

CHP2 – kogeneracijska postrojenja koja pripadaju u grupu 2;

CHP3 - kogeneracijska postrojenja koja pripadaju u grupu 3;

Boiler2 – bojleri koji pripadaju grupi 2;

Boiler3 – bojleri koji pripadaju grupi 3;

PP1 – elektrane koje proizvode toplinsku i električnu energiju i koje pripadaju grupi 3;

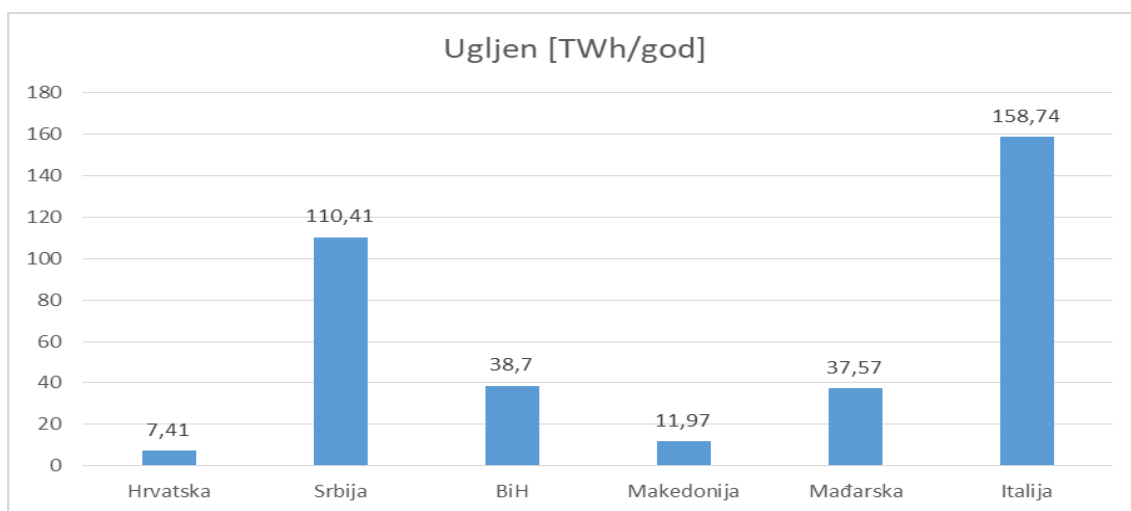
PP2 – elektrane koje proizvode samo električnu energiju;

Proizvodnja toplinske i električne energije podijeljena je u tri grupe prema veličini i tipu postrojenja:

- a) Grupa 1: Predstavlja centralni toplinski sustav bez kogeneracijske proizvodnje energije.
- b) Grupa 2: Predstavlja centralni toplinski sustav koji se bazira na malim kogeneracijskim postrojenjima.
- c) Grupa 3: Predstavlja centralni toplinski sustav koji se bazira na velikim kogeneracijskim postrojenjima.

5.1. Ugljen

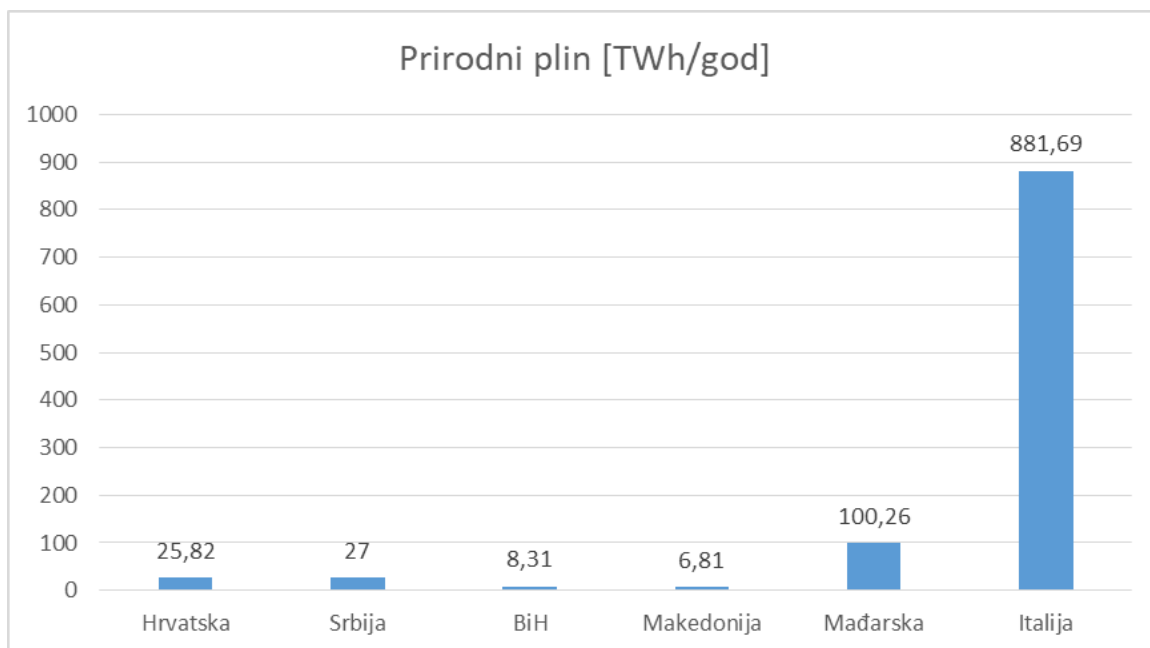
Slika 5-2. prikazuje potrošnju ugljena u promatranim zemljama regije. Potrošnja ugljena u Hrvatskoj nije smanjivanja, odnosno ostavljena je ista potrošnja (7,41 TWh/god) kao u referentnom scenariju, jer Hrvatska ima malu potrošnju ugljena. Potrošnja ugljena u novom scenariju u Srbiji iznosi 110,41 TWh/god, dok u BiH iznosi 38,7 TWh/god. U novom scenariju potrošnja ugljena u Makedoniji iznosi 11,97 TWh/god, u Mađarskoj iznosi 37,57 TWh/god te u Italiji 158,74 TWh/god.



Slika 5-2. Potrošnja ugljena u novom scenariju

5.2. Prirodni plin

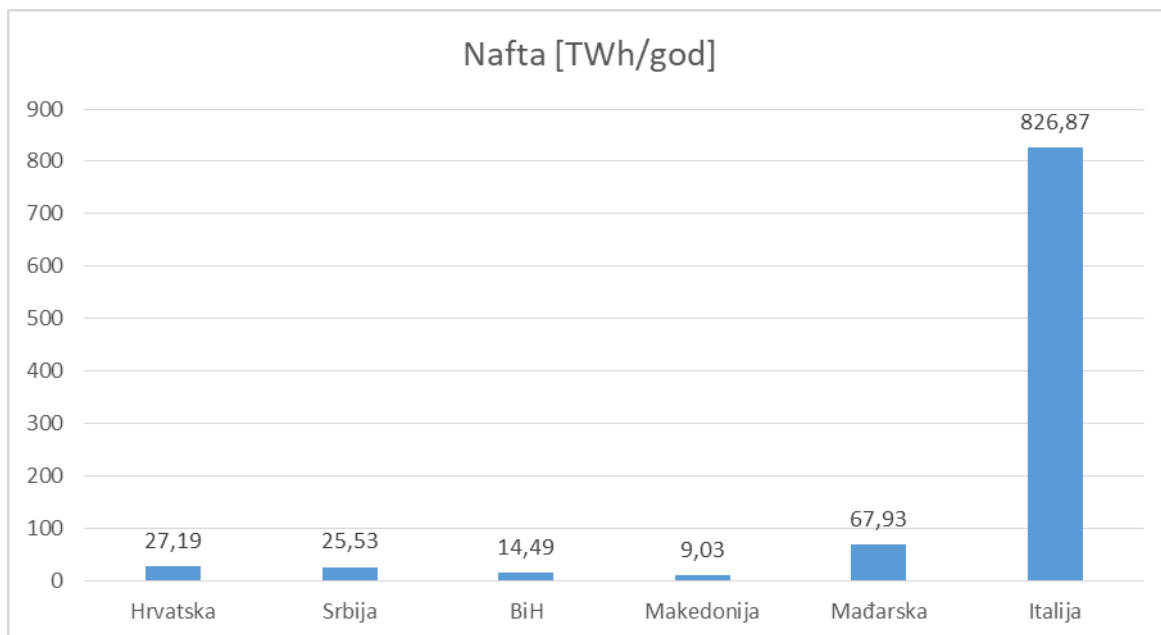
Na slici 5-3. prikazana je potrošnja prirodnog plina u regiji prema novom scenariju. U svim promatranim zemljama povećana je potrošnja prirodnog plina u odnosu na referentni scenarij. Prema novom scenariju potrošnja u Hrvatskoj iznosi 25,82 TWh/god, u Srbiji iznosi 27 TWh/god, dok u BiH iznosi 8,31 TWh/god. Potrošnja prirodnog plina u Makedoniji iznosi 6,81 TWh/god, u Mađarskoj iznosi 100,26 TWh/god te u Italiji potrošnja iznosi 881,69 TWh/god.



Slika 5-3. Potrošnja prirodnog plina u novom scenariju

5.3. Nafta

Slika 5-4. prikazuje potrošnju nafte u zemljama regije prema novom scenariju.

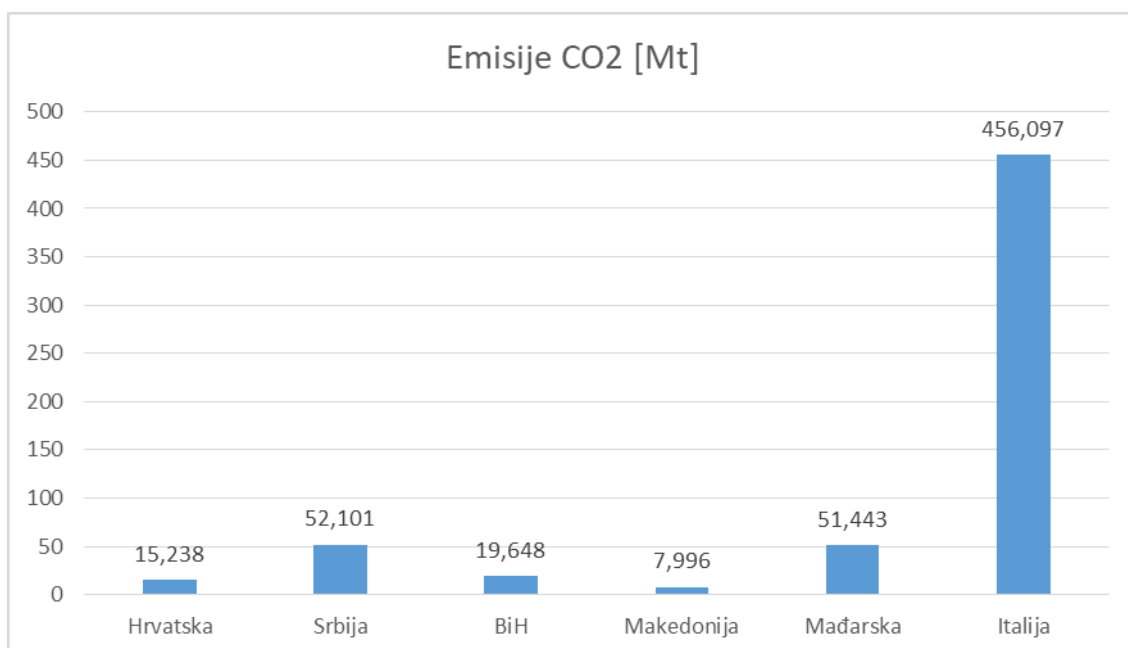


Slika 5-4. Potrošnja nafte u novom scenariju

Potrošnja nafte prema novom scenariju u Hrvatskoj iznosi 27,19 TWh/god, u Srbiji iznosi 25,53 TWh/god, dok u BiH iznosi 14,49 TWh/god. U Makedoniji potrošnja nafte prema novom scenariju iznosi 9,03 TWh/god, u Mađarskoj iznosi 67,93 TWh/god te u Italiji potrošnja nafte iznosi 826,87 TWh/god.

5.4. Emisije CO₂

Emisije CO₂ u novome scenariju prikazane su na slici 5-5.

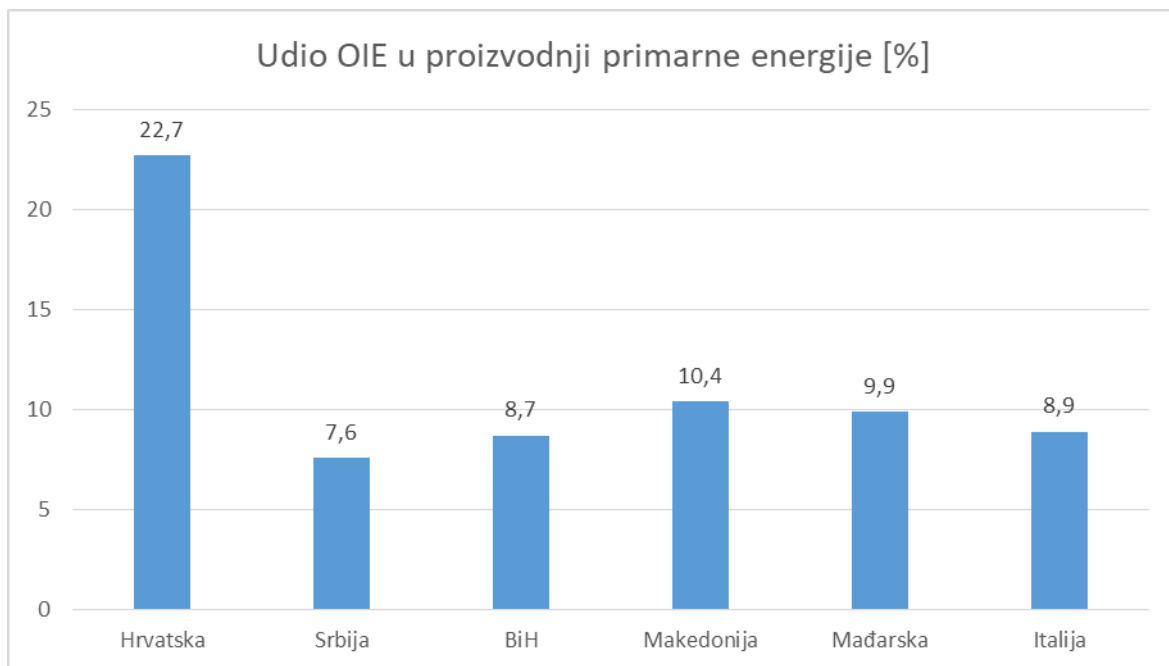


Slika 5-5. Prikaz emisije CO₂ u novom scenariju

Emisije CO₂ smanjene su u svim promatranim zemljama regije u odnosu na referentni scenarij. Prema novom scenariju emisije CO₂ u Hrvatskoj iznose 15,238 Mt, u Srbiji iznose 52,101 Mt, dok u BiH emisije CO₂ iznose 19,648 Mt. Emisije CO₂ u Makedoniji iznose 7,996 Mt, u Mađarskoj iznose 51,443 Mt te u Italiji emisije CO₂ prema novom scenariju iznose 456,097 Mt. Prema novom scenariju uvjerljivo najveće emisije CO₂ ima Italija, dok najmanje emisije CO₂ imaju Makedonija i Hrvatska.

5.5. Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije

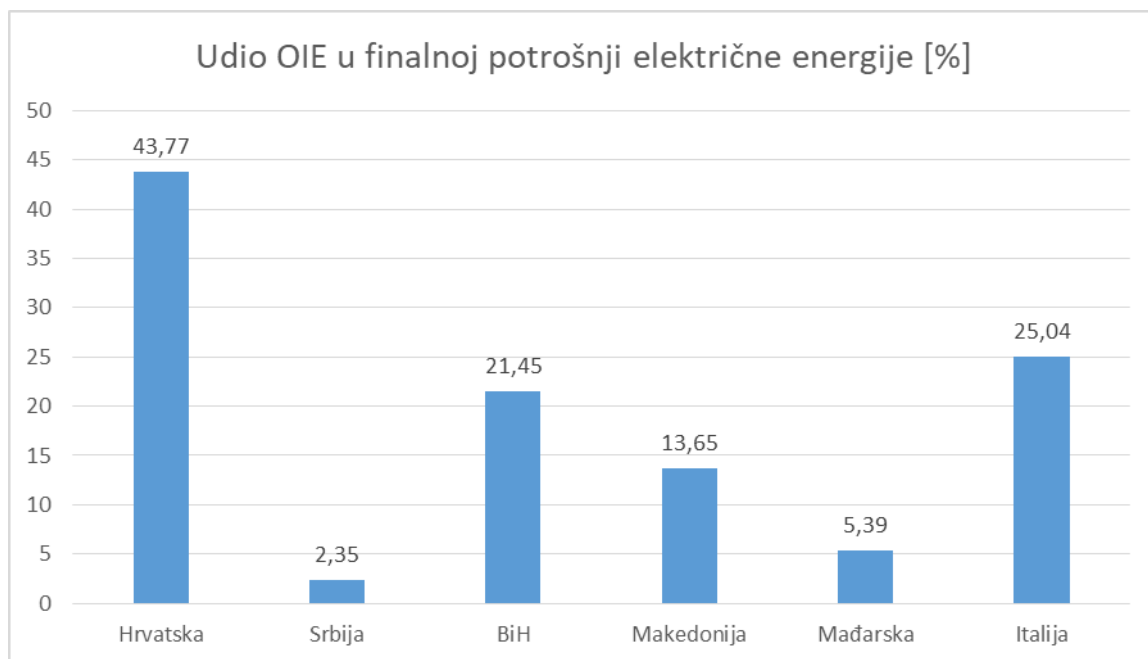
Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije prikazan je na slici 5-6. U novom scenariju udio za Hrvatsku iznosi 22,7%, za Srbiju iznosi 7,6%, za BiH iznosi 8,7%, za Makedoniju iznosi 10,4%, za Mađarsku iznosi 9,9% te za Italiju iznosi 8,9%.



Slika 5-6. Udio OIE u proizvodnji primarne energije u novom scenariju

5.6. Udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije

Prema novom scenariju udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije prikazan je na slici 5-7. Udio za Hrvatsku iznosi 43,77%, za Srbiju iznosi 2,35%, za BiH iznosi 21,45%, za Makedoniju iznosi 13,65%, za Mađarsku iznosi 5,39% te za Italiju udio iznosi 25,04%. Hrvatska ima uvjerljivo najveći udio OIE u finalnoj potrošnji električne energije, dok uvjerljivo najmanji udio ima Srbija.



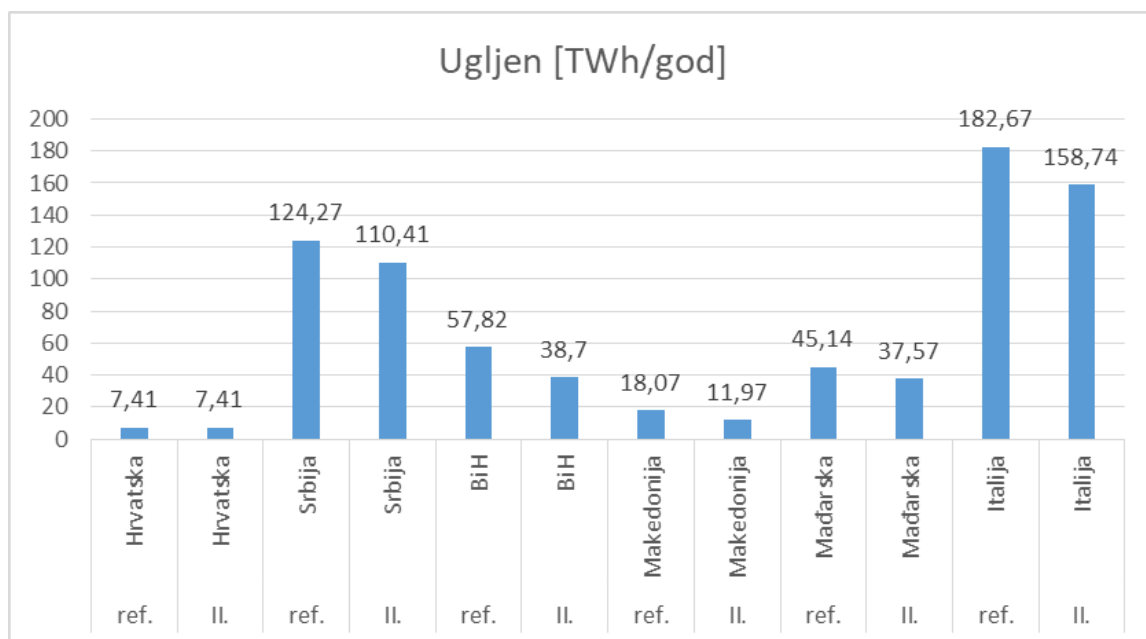
Slika 5-7. Udio OIE u finalnoj potrošnji električne energije

6. USPOREDBA REZULTATA REFERENTNOG I NOVOG SCENARIJA

Usporednim prikazom rezultata referentnog i novog scenarija prikazana je promjena u potrošnji energenata u promatranim zemljama regije. Smanjenjem potrošnje ugljena u regiji i povećanjem potrošnje prirodnog plina smanjile bi se emisije CO₂ u regiji. Prirodni plin je fosilno gorivo koje će se iskoristiti na putu prema niskougljičnom gospodarstvu i društvu ovisnom o obnovljivim izvorima energije. Prirodni plin je ključni element u tranziciji s ugljičnog na niskougljično gospodarstvo.

6.1. Ugljen

Na slici 6-1. prikazana je usporedba rezultata potrošnje ugljena u analiziranim zemljama regije.



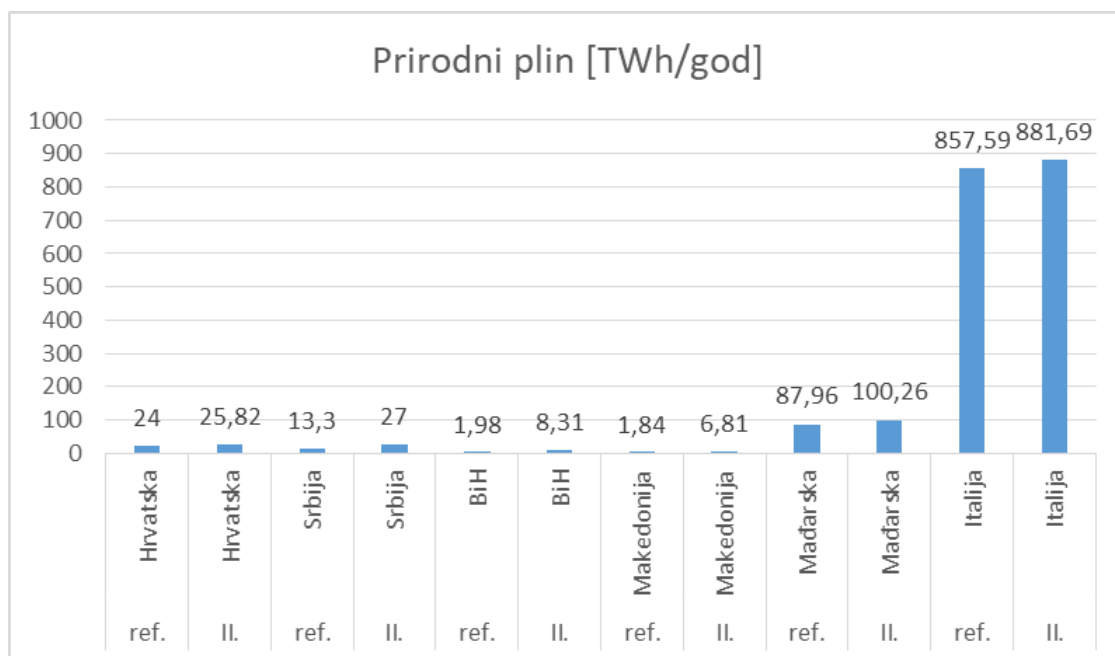
Slika 6-1. Usporedba rezultata potrošnje ugljena

Republika Hrvatska ima najmanju godišnju potrošnju ugljena u promatranim zemljama regije, zbog čega ista nije smanjivana u novome scenariju. U ostalim promatranim zemljama potrošnja ugljena u novome scenariju je smanjena u odnosu na referentni scenarij. Tako je potrošnja u Srbiji smanjena s 124,27 TWh/god na 110,41 TWh/god, što iznosi oko 11%. U BiH potrošnja je iznosila 57,82 TWh/god i smanjena je na 38,7 TWh/god. Smanjenje potrošnje iznosi oko 33%. Potrošnja u Makedoniji je iznosila 18,07

TWh/god prema referentnom scenariju i smanjena je na 11,97 TWh/god, što iznosi oko 33%. U Mađarskoj je potrošnja iznosila 45,14 TWh/god te je smanjena na 37,57 TWh/god, što iznosi oko 17%. Potrošnja u Italiji je smanjena s 182,67 TWh/god na 158,74 TWh/god. Smanjenje potrošnje ugljena u odnosu na referentni scenarij iznosi oko 13%. Najveće smanjenje potrošnje ugljena u odnosu na referentni scenarij je u Makedoniji i BiH. Najmanje smanjenje je napravljeno u Srbiji, dok je potrošnja ugljena u Hrvatskoj u novome scenariju ista kao i u referentnom scenariju.

6.2. Prirodni plin

Slika 6-2. prikazuje usporedbu rezultata potrošnje prirodnog plina.



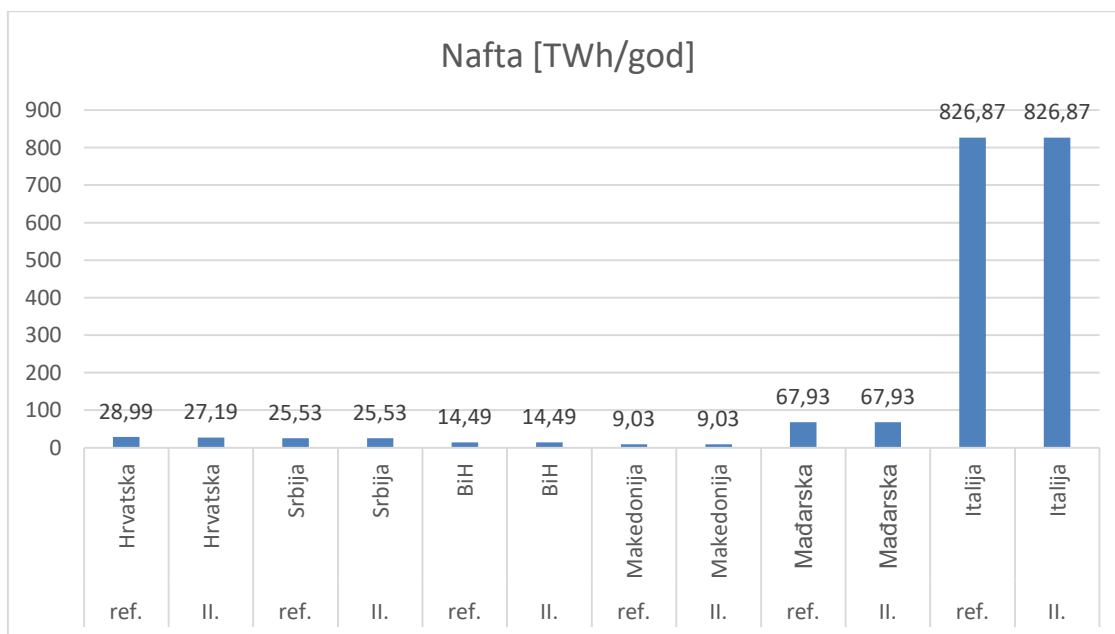
Slika 6-2. Usporedba rezultata potrošnje prirodnog plina

Potrošnja prirodnog plina u novom scenariju je povećana u svim promatranim zemljama u odnosu na referentni scenarij. U Hrvatskoj je potrošnja povećana s 24 TWh/god na 25,82 TWh/god. Potražnja za energijom je ostala ista, ali mijenjala se energetska struktura. Potrošnja u Srbiji je povećana s 13,3 TWh/god na 27 TWh/god. U BiH potrošnja u referentnom scenariju iznosi 1,98 TWh/god te je povećana na 8,31 TWh/god. Potrošnja prirodnog plina u Makedoniji je povećana s 1,84 TWh/god na 6,81 TWh/god. U Mađarskoj potrošnja prirodnog plina je povećana s 87,96 TWh/god na 100,26 TWh/god. Potrošnja

prirodnog plina u Italiji u novome scenariju iznosi 881,69 TWh/god, dok prema referentnom scenariju iznosi 857,59 TWh/god.

6.3. Nafta

Na slici 6-3. prikazana je usporedba rezultata potrošnje nafte u analiziranim zemljama regije.



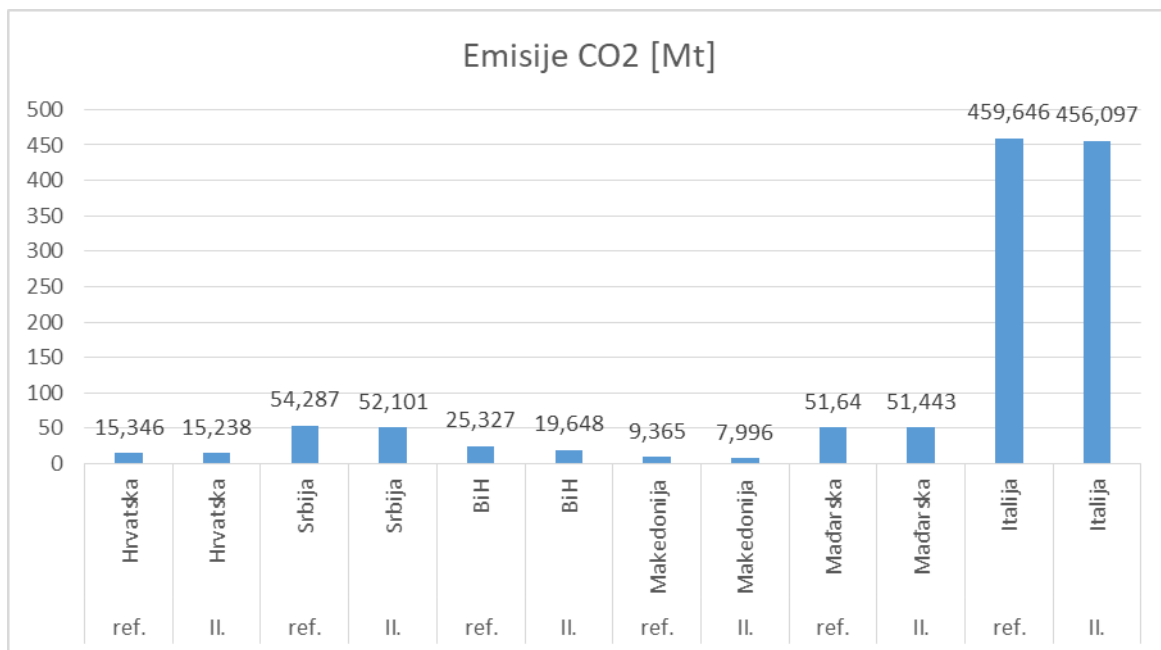
Slika 6-3. Usporedba rezultata potrošnje nafte

Potrošnja nafte u Hrvatskoj je smanjena s 28,99 TWh/god u referentnom scenariju na 27,19 TWh/god u novome scenariju. Smanjenje potrošnje iznosi oko 6,5%. U ostalim promatranim zemljama potrošnja nafte u novome scenariju jednaka je potrošnji u referentnom scenariju.

6.4. Emisije CO₂

Slika 6-4. prikazuje dobivene rezultate emisija CO₂. Emisije CO₂ smanjene su u svim promatranim zemljama regije u novom scenariju u odnosu na referentni scenarij. U Hrvatskoj su na godišnjoj razini smanjene s 15,346 Mt na 15,238 Mt. Smanjenje emisija CO₂ rezultat je male potrošnje ugljena, slabe razvijenosti industrije, plinifikacije te sve većim udjelom obnovljivih izvora energije. Emisije CO₂ u Srbiji su smanjene s 54,287 Mt na 52,101 Mt. U BiH smanjenje su s 25,327 Mt u referentnom scenariju na 19,648 Mt u novom scenariju. Emisije CO₂ u Makedoniji su smanjene s 9,365 Mt na 7,996 Mt. U Mađarskoj emisije CO₂ smanjene su s 51,64 Mt na 51,443 Mt te u Italiji s 459,646 Mt na

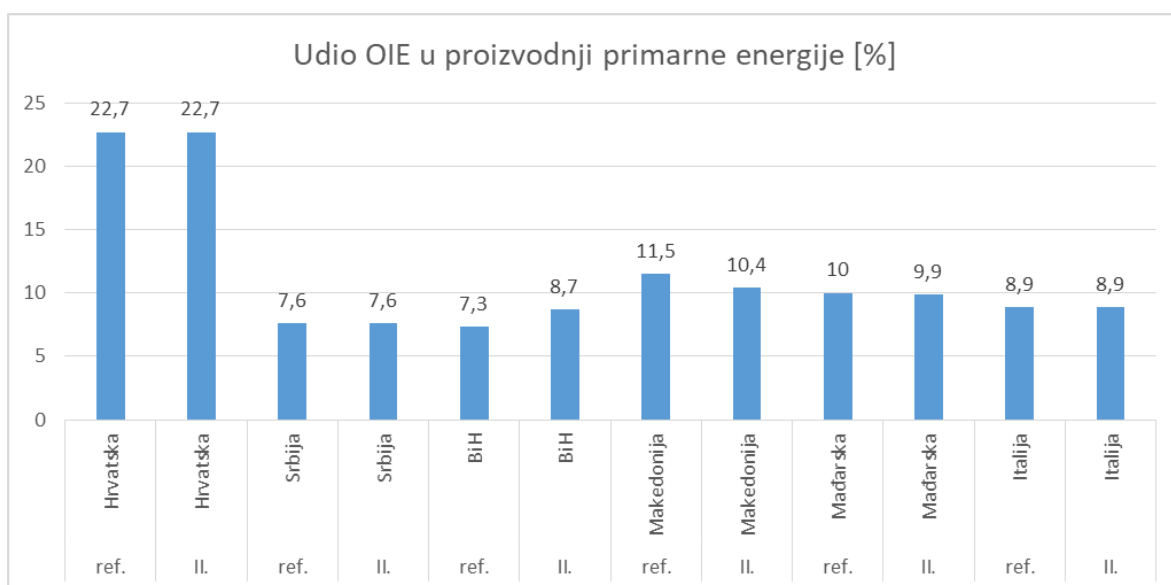
456,097 Mt. Prelaskom zemalja regije s ugljena na prirodni plin smanjile bi se emisije CO₂ što bi u konačnici dovelo do dekarbonizacije i plinifikacije regije.



Slika 6-4. Usporedba rezultata emisija CO₂

6.5. Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije

Na slici 6-5. prikazana je usporedba udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije.

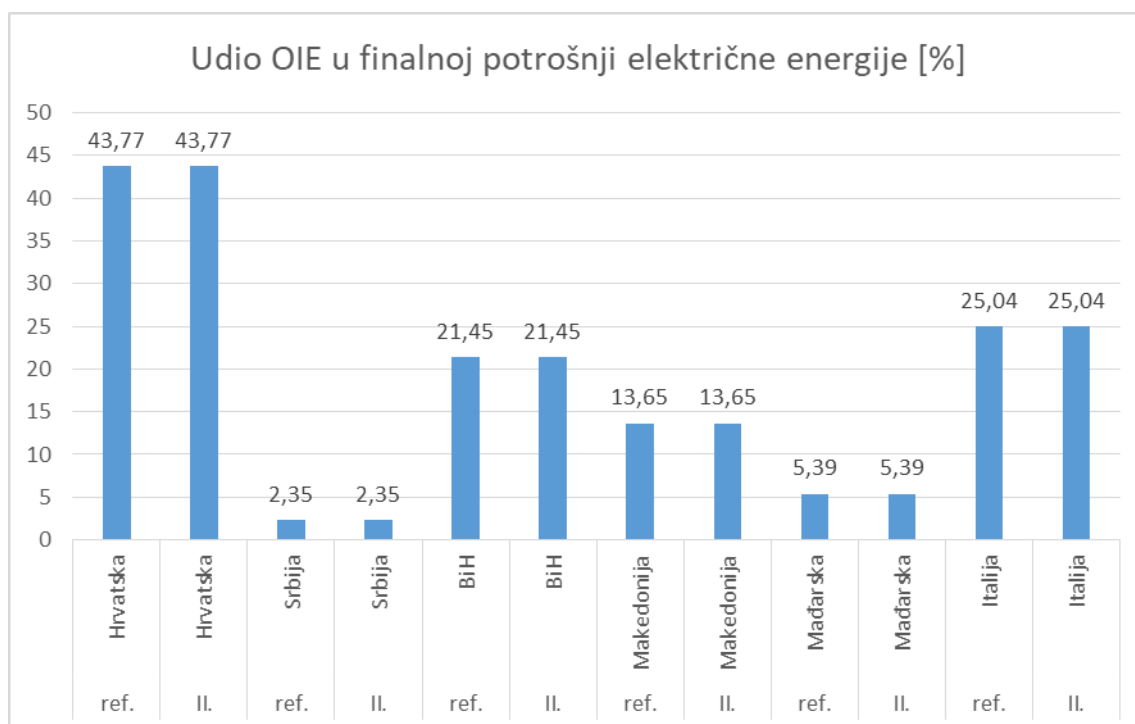


Slika 6-5. Usporedba udjela OIE u proizvodnji primarne energije

Udio obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije u novome scenariju ostao je približno jednakih vrijednosti kao u referentnome scenariju u Hrvatskoj, Srbiji, Mađarskoj te Italiji. Promjena udjela obnovljivih izvora energije u proizvodnji primarne energije vidljiva je u BiH i Makedoniji. U BiH u referentnom scenariju udio iznosi 7,3% a u novome scenariju udio iznosi 8,7%. Udio u Makedoniji u referentnom scenariju iznosi 11,5% a u novome scenariju udio iznosi 10,4%.

6.6. Udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije

Udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije prikazan je na slici 6-6. U novom scenariju je jednakih vrijednosti kao u referentnom scenariju. Hrvatska ima najveći udio obnovljivih izvora energije u finalnoj potrošnji električne energije, a najmanji udio ima Srbija. Udio u Hrvatskoj iznosi 43,77% a u Srbiji 2,35%.



Slika 6-6. Usporedba udjela OIE u finalnoj potrošnji električne energije

7. PREGLED POSTOJEĆIH I MOGUĆIH BUDUĆIH PLINSKIH INTERKONEKCIJA

Uredba (EU) 994/2010 o mjerama za očuvanje sigurnosti opskrbe plinom propisuje obvezu operatora transportnog sustava u pogledu omogućavanja stalnog dvosmjernog kapaciteta na svim prekograničnim povezivanjima među državama članicama Europske unije te prilagođavanje funkcioniranja transportnog sustava kako bi se djelomično ili u cijelosti omogućio fizički protok plina u oba smjera (Plinacro, 2017.). Na slici 7-1. označene su postojeće plinske interkonekcije te moguće buduće interkonekcije analiziranih zemalja. Brojčano označeni simboli označavaju postojeće interkonekcije, dok lokacije koje nemaju brojčanu oznaku označavaju interkonekcije koje su u planu izgradnje prema podacima s ENTSOG-a (ENTSOG, 2017). Na slici je prikazana postojeća plinska mreža, odnosno infrastruktura te predviđena plinska mreža. Punim linijama je označena postojeća plinska infrastruktura, dok iscrtanim linijama je označena plinska infrastruktura koja je u planu izgradnje (ENTSOG, 2017).



Slika 7-1. Prikaz postojećih i mogućih budućih interkonekcija zemalja regije (ENTSOG, 2017)

7.1. Postojeće plinske interkonekcije među analiziranim zemljama

Republika Hrvatska ima interkonekcije sa Slovenijom i Mađarskom. Interkonekcija sa Slovenijom je Rogatec, kapaciteta 53,0 GWh/d (ENTSOG, 2017). Protok je jednosmjernan, odnosno protok plina ide samo u smjeru Hrvatske. Interkonekcija s mađarskom je Dravaszerdahely, kapaciteta 76,0 GWh/d (ENTSOG, 2017). Plinovod Dravaszerdahely - Donji Miholjac izgrađen je kao dvosmjerna interkonekcija, s osnovnom namjenom uvoza prirodnog plina u Hrvatsku, ali i s namjerom da se u kasnijoj fazi koristi za transport prirodnog plina iz Hrvatske u Mađarsku (Plinacro, 2017.). Do sada na interkonekciji s Mađarskom nije ostvaren dvosmjerni protok, odnosno nije ostvaren protok

plina iz Hrvatske u Mađarsku. Ta kasnija faza je trebala nastupiti tek kada budu raspoložive količine koje bi se mogle transportirati iz Hrvatske u Mađarsku (Plinacro, 2017.). Srbija ima dvije interkonekcije i to s Mađarskom i Bosnom i Hercegovinom. Kapacitet interkonekcije Mađarske i Srbije je 142,1 GWh/d (ENTSOG, 2017). Protok plina je jednosmjernan, odnosno protok plina ide iz Mađarske prema Srbiji. Interkonekcija Srbije i BiH je Zvornik. Protok je jednosmjernan iz Srbije prema BiH. Kapacitet interkonekcije Zvornik je 15,0 GWh/d (ENTSOG, 2017). Makedonija je jedino povezana s Bugarskom i to je interkonekcija Zidilovo, kapaciteta 27,4 GWh/d (ENTSOG, 2017). Protok je jednosmjernan iz Bugarske prema Makedoniji. Inetrkonekcija Italije i Slovenije je jedina dvosmjerna interkonekcija među promatranim zemljama. To je interkonekcija Šempeter. Kapacitet iz Italije prema Sloveniji je 28,5 GWh/d (ENTSOG, 2017), dok je iz smjera Slovenije prema Italiji kapacitet 21,5 GWh/d (ENTSOG, 2017).

U sljedećoj tablici prikazani su kapaciteti i ogrjevne vrijednosti za postojeće plinske interkonekcije.

Tablica 7-1. Prikaz kapaciteta te minimalne i maksimalne gornje ogrjevne vrijednosti za postojeće interkonekcije analiziranih zemalja (ENTSOG, 2017)

	Kapacitet[GWh/d]	GCV _{min} [kWh/m ³]	GCV _{max} [kWh/m ³]
Rogatec (Slovenija → Hrvatska)	53,0	11,380	11,380
Dravaszerdahely (Mađarska → Hrvatska)	76,0	11,334	11,395
Kiskundorozsma (Mađarska → Srbija)	142,1	11,383	11,610
Zvornik (Srbija → BiH)	15,0	9,810	10,750
Zidilovo (Bugarska → Makedonija)	27,4	11,425	11,425
Šempeter (Italija → Slovenija)	28,5	11,323	11,380
Šempeter (Slovenija → Italija)	21,5	11,330	11,380

Kapacitet je prikazan kao dnevni maksimalni tehnički fizički kapacitet u GWh. GCV (engl. *Gross Calorific Value*) je gornja ogrjevna vrijednost i u tablici je prikazana za sve postojeće interkonekcije analiziranih zemalja, kao maksimalna i minimalna i izražena je u kWh/m³. Prema prikazanoj tablici najveći maksimalni mogući dnevni kapacitet ima

interkonekcija između Mađarske i Srbije i on iznosi 142,1 GWh (ENTSO, 2017). Najmanji maksimalni mogući dnevni kapacitet ima interkonekcija između Srbije i Bosne i Hercegovine i on iznosi 15,0 GWh (ENTSO, 2017). Dvije hrvatske interkonekcije, Rogatec i Dravaszerdahely imaju maksimalni mogući dnevni kapacitet 53,0 GWh (ENTSO, 2017), odnosno 76,0 GWh (ENTSO, 2017). Najveće odstupanje između minimalne i maksimalne gornje ogrjevne vrijednosti je na interkonekcijama između Srbije i BiH te Mađarske i Srbije.

7.2. Moguće buduće plinske interkonekcije analiziranih zemalja

Činjenica je da je ovisnost zemalja srednje i jugoistočne Europe o ruskom plinu velika i da su njihovi plinski sustavi međusobno izuzetno slabo povezani, a pogotovo su nepovezani sa sustavima ostalih europskih zemalja. Taj problem je u posljednje vrijeme dobio punu težinu zbog izuzetne složenosti zbivanja u Ukrajini i mediteranskom, bliskoistočnom i srednjoistočnom području, a osobito zbog ruskog odustajanja od projekta Južni tok, neizvjesnosti vezane uz projekt Turski tok i najave prestanka tranzita ruskog plina preko Ukrajine nakon 2019. godine. Južni koridor je inicijativa Europske komisije za opskrbu Europe plinom iz kaspijske regije i zemalja Bliskog Istoka. Glavni izvor plina će biti plinsko polje Shah Deniz. Ruta se sastoji od Južno kavkaskog plinovoda (SCP), Trans - Anatolijskog plinovoda (TAP), Trans - Jadranskog plinovoda (TAP) i eventualnog Jonsko - Jadranskog plinovoda (IAP). Ukupne duljine je 3500 km. Južni kavkaski plinovod (engl. *SCP - South Caucasus Pipeline*) povezuje terminal Sangachal i grad Erzurum u Turskoj (Interfax global energy, 2016). Realizacijom Južnog koridora potrebno je povećanje kapaciteta izgradnjom još jedne cijevi, koja bi išla paralelno uz stari plinovod i dvije dodatne kompresorske stanice u Gruziji i Turskoj. Trans - Anatolijski plinovod (engl. *TANAP – Trans - Anatolian Pipeline*) centralni je dio Južnog koridora koji povezuje SCP i TAP i njegova je najdulja dionica. Od strateškog je interesa Azerbajdžana i Turske jer ojačava poziciju u opskrbi prirodnim plinom Europske unije. Duljine je 1850 km i povezivat će Erzurum, gdje završava SCP, i Kipoi u Grčkoj, gdje će počinjati Trans - Jadranski plinovod (engl. *TAP - Trans - Adriatic Pipeline*) Spaja se na TANAP u mjestu Kipoi i nastavlja prema luci Fier u Albaniji, zatim uranja u Jadransko more do San Foca u Italiji (Interfax global energy, 2016). Ova dionica je proglašena PCI projektom. Očekivano

puštanje plinovoda u rad je 2020. godine. Jadransko - Jonski plinovod (engl. *IAP - Ionian - Adriatic Pipeline*) je eventualni krak Južnog koridora koji je u interesu Hrvatskoj koja bi realizacijom ovoga kraka postala važna tranzitna zemlja prema Europi. Duljine je 516 km i nastavio bi se na TAP u Fieru u Albaniji (Interfax global energy, 2016). Prolazio bi preko Albanije i Crne Gore do Splita gdje bi se spajao na postojeći plinovod. Realizacijom terminala za uplinjavanje UPP-a na Krku ovaj krak poprima i veći smisao, jer bi se planiranom uspostavom dvosmjernog toka Hrvatska našla u poziciji tranzitne zemlje i prema tržištu Jugoistočne Europe. Inicijativom Europske komisije pokrenute su aktivnosti s ciljem što bržeg međusobnog povezivanja plinskih sustava zemalja članica Europske unije i ostalih zemalja u ugroženim područjima Europe (engl. *Central and South-Eastern European Gas Connectivity – CESEC*) (Plinacro, 2017.). Cilj je da se u što kraćem roku međusobno povežu plinski sustavi susjednih zemalja i ujedno sa sustavima ostalih zemalja i postojećim, a osobito novim dobavnim projektima u okruženju. PMI (engl. *Projects of Mutual Interest*) projekti su projekti od uzajamnog interesa energetske zajednice (Plinacro, 2017.). Projekt terminala za UPP u Omišlju na otoku Krku, kao novi veliki dobavni potencijal, dobio je status prioritetnog projekta (Plinacro, 2017.).

Za realizaciju LNG Projekta nužno je izgraditi plinovode za preuzimanje plina s terminala za UPP u transportni sustav, pri čemu se razmatraju tri opcije, ovisno o kapacitetu terminala (Plinacro, 2018):

- plinovod Omišalj - Zlobin neophodan je za povezivanje terminala za UPP na postojeći transportni sustav te je predmet nastavka obvezujućeg *Open Season* postupka odnosno drugog kruga,
- plinovod Zlobin – Bosiljevo – Kozarac – Slobodnica kojim bi se omogućio transport dodatnih količina uplinjenog UPP-a prema Mađarskoj te
- plinovod Kozarac – Slobodnica kojim bi se omogućilo korištenje maksimalnog kapaciteta kopnenog terminala za UPP.

Projekti plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske također su visoko vrednovani (Plinacro, 2017.):

- Status prioritetnog projekta dobio je plinovod Omišalj - Zlobin - Bosiljevo - Sisak - Kozarac – Slobodnica. Predviđenog kapaciteta 440 GWh/d.
- Status PMI projekta dobio je plinovodni sustav Slobodnica - Sotin - Bačko Novo Selo (Srbija). Predviđenog kapaciteta 205 GWh/d.

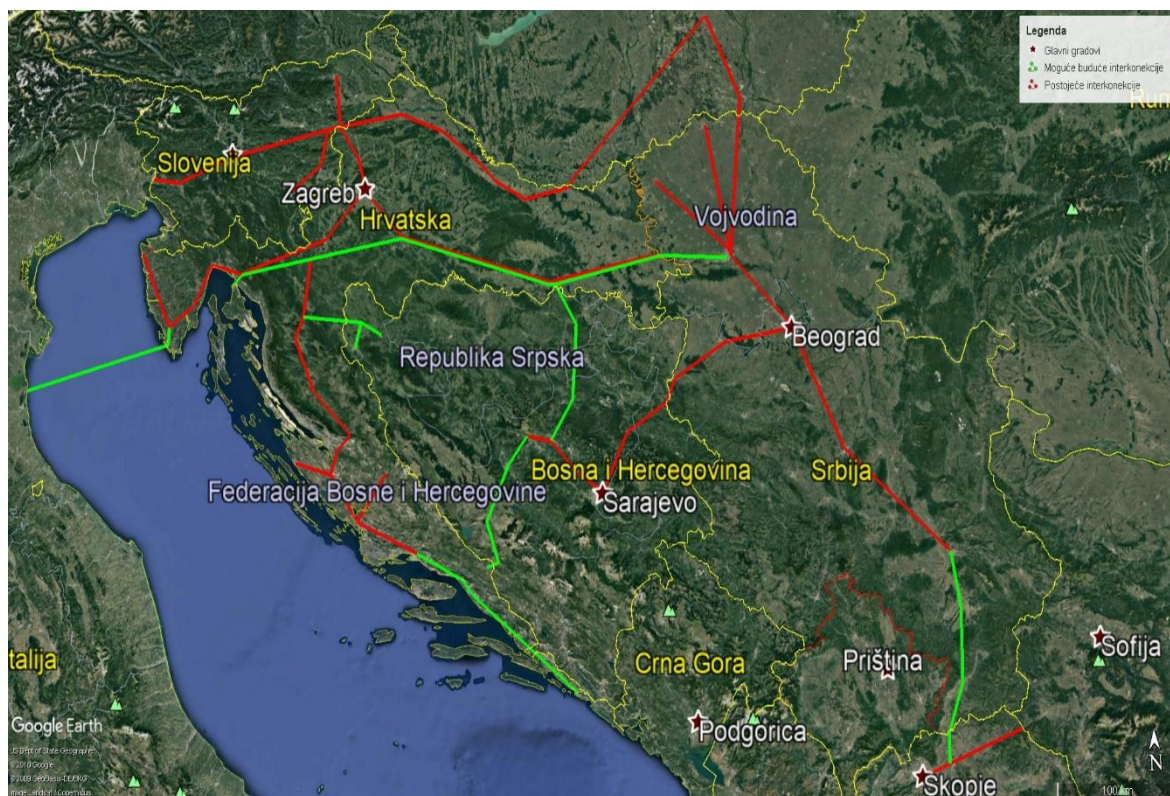
- Status projekta značajnih za CESEC dobili su plinovodni sustavi Lučko - Zabok – Rogatec (Slovenija), predviđenog kapaciteta 146 GWh/d i plinovod Slobodnica – Bosanski Brod (BiH), predviđenog kapaciteta 146 GWh/d.

Između Hrvatske i BiH u planu su tri interkonekcije. To su: Slavonski Brod - Bosanski Brod, Zagvozd - Imotski - Posušje te Rakovica – Tržac - Bihać. Interkonekcija Slavonski Brod - Bosanski Brod te Imotski - Posušje biti će isplative jedino ako se povežu sa središnjom BiH, odnosno Travnikom i Zenicom, na već postojeći plinovod. Plinovod Travnik - Posušje te Zenica - Bosanski Brod naznačeni su kao budući mogući projekti. Interkonekcija Zagvozd – Imotski – Posušje je projekt Plinacro-a koji je na PMI listi projekata. Predviđeni kapacitet projekta iznosi 205 GWh/d (Plinacro, 2017.). Plinovod Rakovica – Tržac – Bihać je također projekt Plinacro-a koji se nalazi na PMI listi projekata (Plinacro, 2017.). Predviđenog kapaciteta od 73 GWh/d (Plinacro, 2017.). Rakovica – Tržac - Bihać je najmanje izgledan projekt od projekata s PMI liste, jer sjeverozapadna i sjeverna BiH nisu uopće plinificirane.

Između Hrvatske i Slovenije su u planu dvije interkonekcije. jedna interkonekcija bi bila u Istri kod Umaga, dok druga bi bila na granici Hrvatske i Slovenije iznad Rijeke. Južni dio Slovenije nije plinificiran i prema podacima s ENTSOG-a plinifikacija još nije ni u planu. Ako Slovenija plinificira svoj južni dio, mogli bi se povezati Istra, Kvarner i južni dio Slovenije s Trstom. Hrvatska i Srbija nisu povezane plinskom interkonekcijom, ali postoje mogućnosti za buduću interkonekciju. Jedna mogućnost je napraviti interkonekciju Osijek - Sombor, s obzirom na postojeći plinovod do granice s Hrvatskom, ali bi trebalo izgraditi plinovod od Osijeka do granice sa Srbijom. Druga mogućnost je izgradnja interkonekcije Slobodnica - Sotin - Bačko Novo Selo, s obzirom na postojeći plinovod do Sotina, međutim potrebna je izgradnja dionice plinovoda od Bačkog Novog Sela do Novog Sada. Ova interkonekcija sa Srbijom bi bila ekonomski najisplativija za Hrvatsku. Interkonekcija Slobodnica – Sotin – Bačko Novo Selo je projekt Plinacro-a koji je ujedno i na PMI listi projekata. Predviđeni kapacitet bi bio 205 GWh/d (Plinacro, 2017.). Nakon obustavljanja projekta Južni tok, aktivnosti na ovom projektu odvijaju se smanjenom dinamikom.

U planu je interkonekcija Sopot koja bi povezala Makedoniju i Srbiju. Budući da južni dio Srbije od Niša do granice s Makedonijom nije plinificiran i plinifikacija za sada nije u planu. Pretpostavka kapaciteta interkonekcije Srbije i Makedonije je 17,5 GWh/d. Pretpostavka je rađena na temelju potrošnje prirodnog plina u Makedoniji. Iako nije u

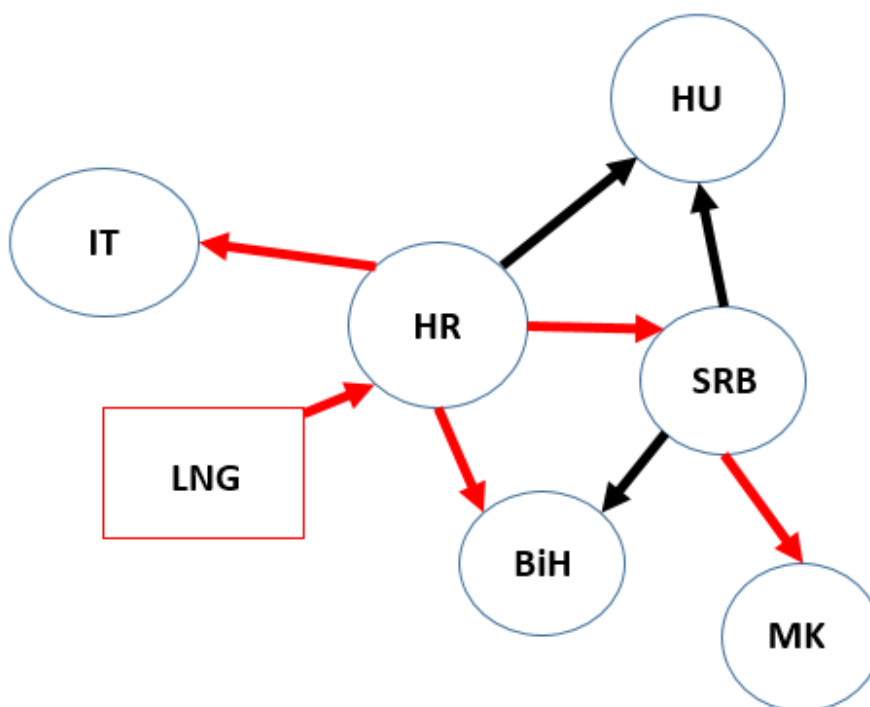
planu, mogla bi se iskoristiti postojeća infrastruktura na sjevernom Jadranu kako bi se povezala Hrvatska s Italijom. Pretpostavka kapaciteta plinske interkonekcije Hrvatske i Italije je 17,5 GWh/d. Na slici 7-2. prikazane su postojeće i moguće buduće interkonekcije. Treba napomenuti da u sjevernom Jadranu postoji infrastruktura, ali Hrvatska i Italija nemaju interkonekciju.



Slika 7-2. Prikaz postojećih i mogućih budućih interkonekcija

8. PROCJENA MOGUĆNOSTI KORIŠTENJA KAPACITETA UPP TERMINALA

Proračun se temelji na minimizaciji funkcije cilja uz zadovoljavanje određenih ograničenja, odnosno uvjeta. Metoda je detaljno opisana u potpoglavlju Modeliranje plinskih interkonekcija. U pretpostavci je uzeto da su države čvorovi, a plinovodi veze. Države, odnosno čvorovi označeni su varijablom x , dok su plinovodi, odnosno veze označene varijablom y . Na slici 8-1. je shematski prikazan odnos između čvorova i veza. Crvene strelice prikazuju pretpostavljene buduće interkonekcije, dok crne strelice prikazuju postojeće interkonekcije. Pretpostavljeni smjer strelica prikazuje protok uplinjenog UPP-a među čvorovima, odnosno državama.



Slika 8-1. Prikaz čvorova i veza s pretpostavljenim smjerom protoka uplinjenog UPP-a

Tablica 8-1. Potrošnja prirodnog plina te potrošnja uplinjenog UPP-a

		<i>Potrošnja prirodnog plina te uplinjenog UPP-a [TWh], \bar{X}</i>			
<i>Scenarij</i>		<i>Referentni</i>	<i>Novi</i>	<i>10% Ref</i>	<i>10% Novi</i>
Hrvatska	HR	24,0	25,82	2,40	2,58
Srbija	SRB	13,3	27,0	1,33	2,70
Bosna i Hercegovina	BiH	1,98	8,31	0,20	0,83
Mađarska	HU	87,96	100,26	8,80	10,03
Italija	IT	857,0	881,69	85,70	88,17
Makedonija	MK	1,84	6,81	0,18	0,68

U tablici 8-1. prikazana je potrošnja prirodnog plina u promatranim zemljama prema pretpostavljenim različitim scenarijima. U jednadžbi funkcije cilja potrošnja prirodnog plina prikazana je varijablom \bar{X} . Prikazana je potrošnja prirodnog plina za referentni i pretpostavljeni novi scenarij. U pretpostavljenom novom scenariju u svim zemljama dolazi do porasta potrošnje prirodnog plina. Pretpostavljena potrošnja uplinjenog UPP-a u promatranim zemljama prikazana je u scenarijima nazvanim 10% referentni i 10% novi.

Tablica 8-2. Prikaz tarifnih troškova na ulazu/izlazu interkonekcija (Agency for the Cooperation of Regulators, 2018).

		<i>Tarifni troškovi [10^4 €/TWh/god], p</i>	
<i>Ulaz/Izlaz</i>		<i>Ulaz</i>	<i>Izlaz</i>
Hrvatska	HR	63,5	161,3
Srbija	SRB	52,6	104,3
Bosna i Hercegovina	BiH	57,0	114,1
Mađarska	HU	82,2	85,2
Italija	IT	108,6	84,4
Makedonija	MK	57,0	114,1

Tarifni troškovi na ulazu i izlazu interkonekcija za Makedoniju i Bosnu i Hercegovinu su pretpostavljani, jer za njih nije bilo podataka u literaturi koja je korištena. Hrvatska ima najveću izlaznu tarifu od promatranih zemalja, dok najveću ulaznu tarifu ima Italija. Visoke izlazne tarife sprječavaju izvoz domaćeg prirodnog plina.

Tablica 8-3. Maksimalni transportni kapacitet među promatranim zemljama

	<i>Maksimalni transportni kapacitet [TWh/god], \bar{x}</i>					
	HR	SRB	BiH	MK	HU	IT
HR		74,8	154,8	0	27,7	6,4
SRB			5,5	6,4	51,9	0
BiH				0	0	0
MK					0	0
HU						0
IT						

Matrica prikazana u tablici 8-3. prikazuje maksimalne transportne kapacitete među državama. U pretpostavci maksimalnog transportnog kapaciteta uzete su u obzir postojeći i pretpostavljeni budući kapaciteti interkonekcija. Hrvatska trenutno najveći kapacitet postojećih interkonekcija ima s Mađarskom. Kapacitet interkonekcije Dravaszerdahely iznosi 27,7 TWh/god, odnosno 76 GWh/d (Plinacro, 2017.). Pretpostavljeni mogući budući kapacitet interkonekcija s Bosnom i Hercegovinom iznosio bi 154,8 TWh/god, odnosno 424 GWh/d (Plinacro, 2017.). Odnosi se na ukupni kapacitet svih mogućih interkonekcija Hrvatska - BiH prema projekcijama Plinacro-a. Interkonekcija Zagvozd – Imotski – Posušje te Rakovica – Tržac – Bihać su projekti Plinacro-a koji su na PMI listi projekata. Projekt koje je također na PMI listi projekata je interkonekcija Hrvatska – Srbija s pretpostavljenim kapacitetom od 74,8 TWh/god, odnosno 205 GWh/d (Plinacro, 2017.).

Tablica 8-4. Planirani podatci za UPP terminal na otoku Krku (Plinacro, 2017.)

<i>Planirani UPP terminal na otoku Krku</i>	
<i>Kapacitet [m³/god]</i>	2,63 mlrd.
<i>Kapacitet [m³/h]</i>	300 000
<i>Kapacitet [TWh/god]</i>	30,51108
<i>Ogrjevna vrijednost [MJ/m³]</i>	38

Terminal na Krku pretpostavljenog je kapaciteta od 2,63 mlrd m³/god, odnosno 300 000 m³/h, odnosno 30,51108 TWh/god. Što znači da je planirani tehnički kapacitet u slučaju izgradnje plinovoda Omišalj - Zlobin također na razini od 2,63 milijardi m³/god, odnosno 300 000 m³/h (Plinacro, 2017.). Ogrjevna vrijednost plina je pretpostavljena na 38 MJ/m³ (International Gas Union, 2012.) Pretpostavljeni trošak za ne preuzimanje prirodnog plina u čvoru, odnosno penalizacija iznosi 100 €/MWh, odnosno 1×10⁸ €/TWh. Pretpostavljena velika penalizacija trebala bi osigurati bolje iskorištavanje kapaciteta UPP terminala.

Ulazne podatke za izračun čine tablice 8-1., 8-2., 8-3. i 8-4. te pretpostavljena penalizacija. U postupku proračuna izrađene su dvije analize. Prva analiza je izrađena prema ulaznim podacima za referentni scenarij, a druga analiza je napravljena prema ulaznim podacima za novi scenarij. Proračuni analiza izvedeni su u programu MS Office Excel. Analize se temelje na minimizaciji funkcije cilja uz zadovoljavanje određenih ograničenja, odnosno uvjeta kako bi se pronašlo idealno rješenje. Zadana ograničenje su:

$$X_i = \sum_{j=1}^N x_{ij} \quad (6)$$

$$-\bar{x}_{ij} \leq x_{ij} \leq \bar{x}_{ij} \quad (7)$$

$$0 \leq X_i \leq \bar{X}_i \quad (8)$$

Funkcija cilja zadana je kao sljedeća jednadžba:

$$y = \sum_i^N \left[(\bar{X}_i - X_i) \times P + \sum_{j, j \neq i}^N x_{ij} \times (p_{i,izl} + p_{j,ul}) \right] \quad (9)$$

Izraz $X_i = \sum_{j=1}^N x_{ij}$ možemo raspisati po svakom pojedinom čvoru, odnosno državi.

Predznaci su pretpostavke u kojem smjeru se uplinjeni UPP transportira.

$$X_{HR} = +x_{HR,LNG} - x_{HR,IT} - x_{HR,HU} - x_{HR,SRB} - x_{HR,BiH} \quad (10)$$

U gornjoj jednadžbi uplinjeni UPP u Hrvatskoj je jednak razlici ukupne uplinjene količine UPP-a na terminalu i predanih količina Italiji, Mađarskoj, Srbiji i BiH.

$$X_{HU} = +x_{HU,HR} + x_{HU,SRB} \quad (11)$$

$$X_{BiH} = +x_{BiH,HR} + x_{BiH,SRB} \quad (12)$$

Količine uplinjenog UPP-a u Mađarskoj i BiH su jednake zbroju preuzetog UPP-a iz Hrvatske i Srbije.

$$X_{SRB} = +x_{SRB,HR} - x_{SRB,BiH} - x_{SRB,HU} - x_{SRB,MK} \quad (13)$$

Za Srbiju uplinjeni UPP je jednak razlici uplinjenog UPP iz Hrvatske i predanih količina BiH, Mađarskoj i Makedoniji.

$$X_{IT} = x_{IT,HR} \quad (14)$$

$$X_{MK} = x_{MK,SRB}$$

(15)

Količina uplinjenog UPP u Italiji je jednaka preuzetom uplinjenom UPP-u iz Hrvatske, odnosno u Makedoniji iz Srbije.

$$-X_{LNG} = -x_{LNG,HR} \quad (16)$$

Predani uplinjeni UPP s terminala na otoku Krku je definiran kao ukupni preuzeti uplinjeni UPP u Hrvatskoj.

Rezultati dobiveni u prvoj analizi s referentnim scenarijem kao ulaznim parametrima prikazani su u tablici 8-5.

Tablica 8-5. Prikaz rezultata dobivenih u analizi s referentnim scenarijem kao ulaznim parametrima

<i>Veza (y)</i>	<i>Dobiveni rezultati (TWh/god)</i>
Hrvatska – Srbija	1,5
Hrvatska – BiH	0,2
Hrvatska - Mađarska	8,8
Hrvatska –Italija	6,4
Srbija – BiH	0,0
Srbija – Mađarska	0,0
Srbija – Makedonija	0,2
LNG – Hrvatska	19,3

U tablici 8-5. prikazani su dobiveni rezultati u analizi koja kao ulazne parametre uzima u obzir podatke iz referentnog scenarija. Iskorišteni kapacitet UPP-a 19,3 TWh/god od maksimalnog mogućeg pretpostavljenog kapaciteta, koji iznosi 30,51108 TWh/god. To iznosi 62% iskoristivosti maksimalnog mogućeg kapaciteta na godišnjoj razini. Transport uplinjenog UPP-a između Srbije i BiH te Srbije i Mađarske nije predviđen, odnosno nema ga. Zbog ekonomski isplativije opcije kod koje se transport uplinjenog UPP-a u Mađarsku i BiH odvija preko Hrvatske. U slučaju kada bi se transport u Mađarsku ili BiH vršio preko Hrvatske i Srbije transportne tarife na interkonekcijama bi se plaćale i za Hrvatsku i za Srbiju što je ekonomski neisplativija opcija.

Na slici 8-2. prikazani su rezultati izračuna u kojem su kao ulazni parametri korišteni podaci iz referentnog scenarija.

	predano (TWh/god)	max	min	HR	SR	BH	MK	HU	IT	LNG	penalizacija (€/god)	pokriveno (%)
X_HR	2,4	2,40	0	1,82E+07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,22E+07	1,82E+07	100%
X_SR	1,3	1,33	0	3,25E+06	1,37E+08	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,40E+08	100%
X_BH	0,2	0,20	0	4,32E+05	2,39E+02	6,33E+07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	6,37E+07	100%
X_MK	0,2	0,18	0	0,00E+00	2,97E+05	0,00E+00	4,97E+07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	5,00E+07	100%
X_HU	8,8	8,80	0	2,14E+07	6,74E+03	0,00E+00	0,00E+00	1,23E+08	0,00E+00	0,00E+00	1,44E+08	100%
X_IT	6,4	85,70	0	1,72E+07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	8,18E+09	0,00E+00	8,20E+09	7%
											8,61E+09	ovo nastojimo minimizirati!

Slika 8-2. Prikaz predanih količina uplinjenog UPP-a i prikaz penalizacije u analizi s referentnim scenarijem kao ulaznim parametrima

Stupac predano prikazuje predane količine uplinjenog UPP-a pojedinoj zemlji. Minimum (min) i maksimum (max) su granice intervala u kojima se mora nalaziti predana količina uplinjenog UPP-a po pojedinoj zemlji. U ovim prikazanim rezultatima kao ulazni parametri su korišteni podaci iz referentnog scenarija. Zemlje obuhvaćene analizom 10% od svoje ukupne potrošnje prirodnim plinom mogu zadovoljiti uplinjenim UPP-om s UPP terminala na otoku Krku. Izuzetak je Italija, jer ima preveliku ukupnu potrošnju prirodnog plina. Za Italiju 10% od ukupne njene potrošnje prirodnog plina iznosi 85,70 TWh/god, što daleko premašuje kapacitet UPP terminala na otoku Krku. Zato je prema Italiji predano samo 7% uplinjenog UPP-a, odnosno 6,40 TWh/god. Suma penalizacije radi ne preuzimanja UPP-a za sve zemlje iznosi $8,61 \times 10^9$ €/god. Početna pretpostavljena penalizacija iznosi 100 €/MWh, odnosno 1×10^8 €/TWh.

Rezultati dobiveni u analizi s novim scenarijem kao ulaznim parametrima prikazani su u tablici 8-6.

Tablica 8-6. Prikaz rezultata u analizi s novim scenarijem kao ulaznim parametrima

<i>Veza (y)</i>	<i>Dobiveni rezultati (TWh/god)</i>
Hrvatska - Srbija	3,41
Hrvatska - BiH	0,80
Hrvatska - Mađarska	10,03
Hrvatska -Italija	6,39
Srbija – BiH	0,03
Srbija – Mađarska	0,0
Srbija – Makedonija	0,68
LNG – Hrvatska	23,21

U tablici 8-6. prikazani su dobiveni rezultati u analizi koja kao ulazne parametre uzima u obzir podatke iz novog scenarija. Iskorišteni kapacitet UPP-a u ovome slučaju je 23,21 TWh/god od maksimalnog mogućeg pretpostavljenog kapaciteta, koji iznosi 30,51108 TWh/god. To iznosi 76% iskoristivosti maksimalnog mogućeg kapaciteta na godišnjoj razini. Transport uplinjenog UPP-a između Srbije i Mađarske nije predviđen, odnosno nema ga. Zbog ekonomski isplativije opcije kod koje se transport uplinjenog UPP-a u Mađarsku odvija preko Hrvatske. U ovoj analizi transport uplinjenog UPP-a između Srbije i BiH iznosi 0,03 TWh/god. Razlog tomu je što povećanjem potrošnje prirodnog plina u BiH dolazi i do povećanja potrošnje uplinjenog UPP-a, a u ovome scenariju Hrvatska nije dovoljna da bude jedini transportni pravac.

Na slici 8-3. prikazani su rezultati izračuna u kojem su kao ulazni parametri korišteni podaci iz novog scenarija.

	predano (TWh/god)	max	min	HR	SR	BH	MK	HU	IT	LNG	penalizacija (€/god)	pokriveno (%)
X_HR	2,58	2,58	0	-4,44E-08	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,47E+07	-4,44E-08	100%
X_SR	2,70	2,70	0	7,30E+06	4,44E-08	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	7,30E+06	100%
X_BH	0,83	0,83	0	1,75E+06	5,01E+04	2,22E-08	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,80E+06	100%
X_MK	0,68	0,68	0	0,00E+00	1,10E+06	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	1,10E+06	100%
X_HU	10,03	10,03	0	2,44E+07	2,89E+02	0,00E+00	0,00E+00	-1,78E-07	0,00E+00	0,00E+00	2,44E+07	100%
X_IT	6,39	88,17	0	1,72E+07	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	8,18E+09	0,00E+00	8,20E+09	7%
											8,23E+09	ovo nastojimo minimizirati!

Slika 8-3. Prikaz predanih količina uplinjenog UPP-a i prikaz penalizacije u analizi s novim scenarijem kao ulaznim parametrima

Stupac predano prikazuje predane količine uplinjenog UPP-a pojedinoj zemlji. Minimum (min) i maksimum (max) su granice intervala u kojima se mora nalaziti predana količina uplinjenog UPP-a po pojedinoj zemlji. U ovome slučaju kao ulazni parametri korišten je novi scenarij, iako je potrošnja prirodnog plina u svim promatranim zemljama povećana i dalje sve promatrane zemlje u analizi 10% od svoje ukupne potrošnje prirodnim plinom mogu zadovoljiti uplinjenim UPP-om iz Hrvatske. Izuzetak je opet Italija, jer ima preveliku ukupnu potrošnju prirodnog plina. Za Italiju 10% od ukupne njene potrošnje prirodnog plina iznosi 88,17 TWh/god, što daleko premašuje kapacitet UPP terminala na otoku Krku. Zato je prema Italiji predano samo 7% uplinjenog UPP-a, odnosno 6,39 TWh/god. Suma penalizacije radi ne preuzimanja uplinjenog UPP-a za sve zemlje iznosi $8,23 \times 10^9$ €/god. Početna pretpostavljena penalizacija iznosi 100 €/MWh, odnosno 1×10^8 €/TWh. Povećanjem predaje uplinjenog UPP-a pojedinoj zemlji smanjuje se ukupni iznos penalizacije.

9. ZAKLJUČAK

U novom scenariju koji je izrađen u okviru na referentni scenarij povećana je ukupna potrošnja prirodnog plina u regiji, odnosno smanjena je ukupna potrošnja ugljena. Potrošnja prirodnog plina u novom scenariju je povećana u svim promatranim zemljama u odnosu na referentni scenarij. Ukupna potrošnja ugljena smanjena je u svim promatranim zemljama osim Hrvatske.

Ovisnost regije o ruskome plinu je velika i plinski sustavi zemalja regije su slabo povezani, odnosno ne postoje interkonekcije između pojedinih država regije. Izgradnjom interkonekcija i povezivanjem primarno Hrvatske – Srbije, Hrvatske – BiH te Srbije i Makedonije stekli bi se uvjeti za plinifikaciju regije i manju ovisnost o ruskome plinu. U političkom smislu to bi dalo regiji veću sigurnost opskrbom prirodnim plinom te određenu neovisnost.

Povećanjem potrošnje prirodnog plina u regiji i daljnjom plinifikacijom regije smanjile bi se emisije CO₂ što predstavlja prvi korak u dekarbonizacije regije. Prirodni plin je ključni energent za tranziciju s ugljičnog na niskougljično gospodarstvo.

Napravljena je analiza procjene mogućnosti korištenja kapaciteta UPP terminala na otoku Krku. Procjena se temelji na minimizaciji funkcije cilja uz zadovoljavanje određenih ograničenja. Iskorišteni kapacitet UPP terminala bio bi 19,3 TWh/god ako se kao ulazni parametri uzmu podatci iz referentnog scenarija, dok bi iskorišteni kapacitet bio 23,21 TWh/god ako se kao ulazni parametri uzmu podatci iz novog scenarija. Povećanje iskorištenja kapaciteta terminala proizlazi iz povećanja ukupne potrošnje prirodnog plina u novom scenariju. Maksimalni kapacitet UPP terminala je 30,51108 TWh/god. U novom scenariju iskoristivost terminala na godišnjoj razini bi bila 76%.

Penalizacija je uvedena kao mjera kojom bi se osiguralo preuzimanje uplinjenog UPP-a. Hrvatska bi mogla smanjiti izlazne transportne tarife prema promatranim zemljama regije kako bi potaknula potrošnju uplinjenog UPP-a iz Hrvatske, odnosno zakup kapaciteta terminala. Posebno se to odnosi na Italiju i Mađarsku kao velike potrošače prirodnog plina. Iako Italija ima svoje UPP terminale, snižavanjem izlaznih transportnih tarifa prema Italiji postoji mogućnost za zakup dijela kapaciteta terminala.

Izgradnja interkonekcija mora biti prioritet kako bi se uopće stekli infrastrukturni uvjeti za potrošnju uplinjenog UPP-a iz Hrvatske u zemljama regije. Regija ima potencijala za rast ukupne potrošnje prirodnog plina, ali za sada UPP terminal na otoku Krku nema prosperiteta da cilja samo na regiju, jer nisu zadovoljeni ni minimalni infrastrukturni uvjeti u regiji. Potrebno je izgraditi plinovodnu mrežu u regiji i povezati zemlje regije kako bi se ostvarili infrastrukturni uvjeti.

POPIS LITERATURE

1. AGENCY FOR THE COOPERATION OF REGULATORS, 2018. Gas Transmission Tariffs in South and Central East Europe.
2. EKONERG, 2018. Studija o utjecaju na okoliš, Zagreb.
3. ENERGETSKI INSTITUT HRVOJE POŽAR, 2018. Analize i podloge za izradu energetske strategije Republike Hrvatske, Zagreb.
4. EnergyPLAN, 2018. Advanced Energy Systems Analysis Computer Model, Aalborg.
5. EUROPSKA KOMISIJA, 2014. Održiva, sigurna i pristupačna energija za europske državljane, Bruxelles.
6. EUROPSKA KOMISIJA, 2014. Okvir za klimatsku i energetske politiku u razdoblju 2020. – 2030., Bruxelles.
7. EUROSTAT, 2018. Energy balance sheets, Luxembourg.
8. INTERNATIONAL GAS UNION, 2017. World LNG Report, Barcelona.
9. INTERNATIONAL GAS UNION, 2012. Natural Gas Conversion Guide, Barcelona.
10. KING & SPALDING, 2016. LNG in Europe 2016/2017: An Overview of LNG import Terminals in Europe, Georgia.
11. MINISTARSTVO GOSPODARSTVA, 2013. Nacionalni akcijski plan za obnovljive izvore energije do 2020. godine, Zagreb.
12. PLINACRO 2018. Pravila za provedbu obvezujuće faze open season postupka, Zagreb.
13. PLINACRO, 2017. Desetogodišnji plan razvoja plinskog transportnog sustava Republike Hrvatske 2018. – 2027., Zagreb.

MREŽNI IZVORI:

14. ENTSOG, 2017. The European natural gas network 2017.
URL: https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Maps/2017/ENTSOG_CA_P_2017_A0_1189x841_FULL_064.pdf (20.08.2018.)
15. EUROPEAN COMMISSION, 2018. 2020. Energy Strategy.
URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/2020-energy-strategy> (15.07.2018.)
16. FOND ZA ZAŠTITU OKOLIŠA I ENERGETSKU UČINKOVITOST, 2018. Obnovljivi izvori energije.
URL: http://www.fzoeu.hr/hr/energetska_ucinkovitost/obnovljivi_izvori_energije/ (25.05.2018.)
17. INTERFAX GLOBAL ENERGY, 2016. SOCAR grapples with Southern Gas Corridor link – up. URL: <http://interfaxenergy.com/gasdaily/article/22419/socar-grapples-with-southern-gas-corridor-link-up> (15.10.2018.)
18. KARASALIHović – SEDLAR, D., 2010. Ukapljeni prirodni plin (LNG).
URL: <https://rudar.rgn.hr/~dkarasal/NIDS/GOSPODARENJE%20PLINOVIMA%201/GP1-6%20UPP.pdf> (26.11.2018.)
19. MINISTARSTVO ZAŠTITE OKOLIŠA I PRIRODE, 2018. Kyotski protokol – općenito.
URL: <http://klima.mzoip.hr/default.aspx?id=82> (01.09.2018.)
20. VUJIĆ. V., 2018. Hrvatski UPP (LNG) terminal
URL: <https://www.hgk.hr/documents/hrvatski-upp-lng-terminal5a9e3b8dcc7e.pdf> (26.11.2018.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad s naslovom „Mogućnosti korištenja kapaciteta UPP terminala u Republici Hrvatskoj za dekarbonizaciju energetskog sektora u regiji“ izradila samostalno uz pomoć i savjete mentora te na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu služeći se navedenom literaturom.

Romana Crneković